REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

N° Série: ……./2012

Université Kasdi Merbah Ouargla

Faculté des Sciences et de la Technologies et des Sciences de la matière

Département des Hydrocarbures et chimie

MEMOIRE

Pour obtenir le Diplôme de Master en Hydrocarbures et Chimie

Option: Forage et Maintenance du puits

-THEME-

Etude des fluides de forage dans le forage vertical

Soutenue le : 25 /06 / 2012

Présenté par :
OUGGAD MEFTAH
MOUANE RAMZI

Encadreur :
Dr : DJIDEL Mohamed

President de jury: ATLILI Med Elhadi
Examinateur de jury: BRHMIA Alloua

Année Universitaire 2011-2012

Remerciements

En premier lieu, je tiens à remercier notre DIEU, notre créateur pour nous avoir donné la force pour accomplir ce travail.

J'adresse mes vifs remerciements à mon professeur consultant le Dr DJIDEL Mohammed *pour m'avoir diligenté tout au long de ce travail, pour sa compréhension, sa patience, sa compétence et ces remarques qui m'ont été précieuses,*

Je présente mes chaleureux remerciements aux enseignants du département de Hydrocarbure pour leurs aides et orientations durant ma formation.

Mes derniers remerciements et ce ne sont pas les moindres, vont à tous ceux qui ont contribués de prés ou de loin pour l'aboutissement de ce travail.

DEDICACES

Tant de fois avais -je pensé à vous offrir quelques choses en signe de reconnaissance pour tout ce que vous avez consenti rien que pour me voir réussir, cette foi c'est l'occasion : A toi papa et à toi maman chéris je dédie ce travail ; à vous d'abord car rien qu'à vous regarder dans les eux je devine l'amour sans mesure que vous me portez et dans lequel j'ai baigné depuis ma tendre enfance ; aurais- je été là sans vous !?

Mes frères et ma sœur, je vous réserve toujours une place dans mon cœur et mes pensées, vous ensuite car j'ai appris avec vous et grâce à vous jusqu' aux moindres de la vie.

Je dédie cette thèse à la mémoire de mes grands-pères mes grands -mères, à toute la famille OUGGAD et la famille ZOUARI FERHAT

Je dédie ce travail également à mon encadreur qui furet pour moi l'exemple, le conseil et le soutien.

Mes reconnaissances à tous mes enseignants qui sans ménage m'ont appris des choses qui me serviront, sans doute, toute ma vie.

A toute mes amis qui ont toujours été à mes côtés dans le bon et le mauvais.
Particulièrement à :
Alaeddine, Othmane, Rezaik , Basset, Houssem, Hammi, ali, Fathi, bahita, Naboli, Aymen et khezna .

meftah

DEDICACES

Tant de fois avais -je pensé a vous offrir quelques choses en signe de reconnaissance pour tout ce que vous avez consenti rien que pour me voir réussir, cette foi c'est l'occasion : A toi papa et à toi maman chéris je dédie ce travail ; à vous d'abord car rien qu'à vous regarder dans les eux je devine l'amour sans mesure que vous me portez et dans lequel j'ai baigné depuis ma tendre enfance ; aurais- je été là sans vous !?

Mes frères et mes sœurs, je vous réserve toujours une place dans mon cœur et mes pensées, vous ensuite car j'ai appris avec vous et grâce à vous jusqu' aux moindres de la vie.

Je dédie cette thèse à la mémoire de ma grand -mère, à toute la famille MOUANNE .
Je dédie ce travail également à mon encadreur qui furet pour moi l'exemple, le conseil et le soutien.
Mes reconnaissances à tous mes enseignants qui sans ménage m'ont appris des choses qui me serviront, sans doute, toute ma vie.

ملخص

سوائل الحفر هي العنصر الاساسي في الحفر البترولي وباختلاف الاراضي المحفورة (طيعة الارض المحفورة. درجة الحرارة والرطوبة) يجب علينا تغيير خصائص بعض من خصائصها لهذا سيتمحور بحثنا حول دراسة هذه الخصائص وكيفية تغييرها ودورة سوائل الحفر لتحقيق حفر جيد.

الكلمات المفتاحية : سوائل الحفر

Résumé :

Les fluides de forage est l'élément clé dans les forages pétroliers et en fonction de la terre excavée (creusé la terre gérable. Température et humidité ….), nous devons-nous changer les propriétés de quelques-unes des caractéristiques de cette étude seront concentrer notre recherche sur ces propriétés et la façon de les changer et le cycle de fluides de forage pour le forage de puits..

Mots clés : Fluides de forage.

Abstract:

Drilling fluids is the key element in petroleum drilling and depending on soil excavated (dug earth manageable. Temperature and humidity …..) we must we change the properties of some of the characteristics of this study will focus our research on these properties and how to change them and the cycle of drilling fluids for drilling well.

Keys word: Drilling fluids.

SOMMAIRE

Introduction

CHAPIRE I :

I.1- Définition des fluides de forage **1**

I.2 - Le cycle de la boue sur un site de forage …… **1**

I.3 - Rôle de la boue …… **4**

I.3.1 - Nettoyage du puits …… **4**

I.3.2 - Maintien des déblais en suspension …… **5**

I.3.3 – Sédimentation des déblais fins en surface …… **5**

I.3.4 - Refroidissement et lubrification de l'outil et du train de sonde …… **5**

I.3.5 - Prévention du cavage et des resserrements des parois du puits …… **5**

I.3.6 - Dépôt d'un cake imperméable …… **5**

I.3.7 - Prévention des venues d'eau, de gaz, ou d'huile …… **6**

I.3.8 - Augmentation de la vitesse d'avancement …… **6**

I.3.9 - Entraînement de l'outil …… **6**

I.3.10 - Diminution du poids apparent du matériel de sondage …… **6**

I.3.11 - Apport de renseignements sur le sondage …… **6**

I.3.12 - Contamination des formations productrices …… **7**

I.3.13 - Corrosion et usure du matériel …… **7**

I.3.14 - Toxicité et sécurité …… **7**

I.4 – LES TYPES DE FLUIDES DE FORAGE …… **7**

I-4.1 - Les fluides de forage gazeux…… **7**

I-4.1.1 - Le forage à l'air …… **8**

I-4.1.2 - Le forage à la mousse…… **8**

I-4.1.3 - Le forage à la boue aérée …… **8**

I-4.2 - Les fluides de forage à base d'eau …… **9**

I-4.2.1 - Les boues douces …… **9**

I-4.2.1.1 - Principaux types de boues douces …… **9**

A.Boue douce simplifiée …… **10**

B.Boue douce au FCL …… **10**

C.Boue calcique (boue à la chaux et boue au gypse) …… **11**

D.Boue de forage à faible teneur en solides …… **11**

I-4.2.2 - Les boues salées …… **12**

I-4.2.2.1 - Boue salée non saturée …… **12**

I-4.2.2.2 - Boue salée saturée …… **13**

I-4.2.3 - Polymères additifs …… **13**

I-4.2.3.1 Généralités sur les polymères …… **13**

Introduction …… **13**

I-4.2.3.2 - polymères utilisés dans les fluides de forage …… **14**

a) Viscosifiant …… **14**

b) inhibiteur du gonflement …… **14**

c) réducteurs de filtrat …… **14**

CHAPITRE II :

II - Propriétés physicochimiques des fluides de forage …… **15**

II-1 Introduction …… **15**

II-2Rhéologie et formulation …… **15**

II-2.1Historique …… **15**

II-2.2 Définition …… **15**

II-2.3 Schéma du mouvement de cisaillement …… **16**
II-2.3.1 Hypothèses du modèle ……..... **16**
II-2.3.2 Définitions …….. **16**
a) La vitesse de cisaillement ……..... **16**
b) La contrainte de cisaillement …… **17**
II-2.4.1 Viscosité dynamique ……. **18**
II-2.4.2 Viscosité cinématique …… **18**
II-2.5.1 Les fluides newtoniens …… **19**
II-2.5.2 Les fluides non newtoniens (non linéaires) …… **19**
II-2.5.3 Liquides rhéofluidifiants (parfois appelées pseudo plastiques.) …… **20**
a) Les modèles à deux paramètres …… **20**
b) Modèles à trois paramètres …… **20**
c) Modèle à quatre paramètres …….. **21**
II-2.5.4 Liquides rhéoépaississant ……..... **22**
II-2.5.5 Liquides plastiques …….. **23**
a) Liquide plastique idéal ou liquide de Bingham ……. **23**
b) Casson de Liquides ……..... **23**
II-2.5.6 Les liquides thixotropes ……. **24**
CHAPITRE III
III).1- CONTAMINATIONS……. **25**
III).1.1 - Anhydrite - Gypse (Ca $S0_4$)…… **25**
1.2 - Sel (Na Cl) …… **25**
III).1.3 – Ciment…… **26**
III).1.4 - Gaz carbonique (CO_2) …… **26**
III).1.5 - Hydrogène sulfuré (H_2S)……. **26**
III).1.6 – Eau ……..... **27**
III).1.7 – Huile ……..... **27**
III).2. CONVERSIONS ET CHANGEMENTS DE BOUE ……. **28**
2.1 – Conversion …….. **28**
2.1.1 - Boue à l'eau douce convertie en boue salée saturée ……. **28**
2.2 – Changements …… **28**
2.2.1 - Boue salée saturée remplacée par une boue douce …… **29**
2.2.2 - Boue à l'eau remplacée par boue à émulsion inverse …… **29**
III).3. BARYTAGE …….. **30**
III).4. BOUCHONS DE COLMATANTS-PERTES …… **31**
4.1 - Les pertes de circulation …… **31**
4.2 - Pertes partielles …… **32**
4.3 - Pertes totales ……..... **34**
4.4 - Les B.D.O. (Bentonite-Diesel-oil) …… **36**
PARTIE CALCUL :
1- LES APPAREILLES DE MESURE ……..…… **38**
1-1) - VISCOSIMETRE MARSH ……..…… **38**
A)- Principe ……..……..…… **38**
1-2)- DENSIMETRE ……..……. **38**
1-2).A - Mode d'emploi …… **39**
1-2).B – Etalonnage ……..…… **39**
1-2).C - Avantages des densimètres ……..…… **39**
1-2).D - Sources d'erreurs …… **39**
1-2).E - Autre matériel de contrôle ……..…… **40**
1.3)-MESURE DES NIVEAUX ……..……..……..... **40**

a. Intérêt des mesures …… **40**
1. Pour le chef de poste …… **40**
2. Pour les responsables du puits …… **40**
b. Variation des mesures…… **41**
1. Causes de surface …… **41**
2. Causes de fond …… **41**

2) - La composition de la boue utilisée pour le forage des différentes phases ..…… **42**

La phase 26" : (0 - 488m) …… **42**

La phase 16" : (488 - 2391m) …… **43**

La phase $12^{1/4}$": (2391 - 3238m) …… **44**

La phase $8^{3/8}$" : (3238 – 3376 m) …… **45**

La phase 6": (3376 - 4490m) …… **46**

3) - Calcul du volume de boue pour une phase …… **47**

a. Volume de la surface (m^3) …… **48**

b. Volume de réserve V_{res} (m^3) …… **48**

5.4.1. Calcul du volume de boue pour la phase 26" (0 – 488 m) …… **48**

5.4.2. Calcule du volume de boue pour la phase 16" (488 – 2391 m) …… **49**

5.4.3. Calcul du volume de boue pour La phase $12^{1/4"}$ (2391 – 3238 m) …… **50**

5.4.4. Calcul du volume de boue pour La phase $8^{3/8}$ (3238 – 3376 m) …… **50**

5.4.5. Calcul du volume de boue pour La phase 6" (3376 – 4490) …… **51**

6.conclusion …… **51**

Conclusion

Bibliographie

LISTE DE FIGURES

Fig I.1. Circuit de boue ……..….. 3
Figure II-1 : Schéma du mouvement de cisaillement …….….. 16
figure II-2 : vitesse de cisaillement ……..…. 17
Figure II -3 : La contrainte de cisaillement ……. 18
Figure II-4 : courbes d'écoulements …… 19
Figure II-5 : les courbes des rhéogrammes …….. 19
Figure II-6 : courbe de pseudo plastiques……. 20
Figure II-7 : courbe de le coefficient de consistance…… 20
Figure II-8 : Courbe de Liquides rhéoépaississant …….. 22
Figure II-9 : Courbe de Liquides plastiques ……. 23
Figure II-10 : Courbe de Liquides de Casson …….. 23
Figure II-11 : Courbe des liquides thixotropes …… 24
Figure VI-1 : Viscosimètre MARSH ……... 25
Figure VI-2 : Densimètre ……. 25
FigureVI-3 : puit forée ……. 49

LISTE DE TABLEAUX

Tableau I-1 : composition de l'eau de mer …… 13

tableau VI-1 : Formulation de la boue La phase 26" : (0 - 488m) …… 42

tableau VI-2 : Propriétés de la boue La phase 26" : (0 - 488m) …… 43

tableau VI-3 : Formulation de la boue La phase 16" : (488 - 2391m)…… 43

tableau VI-4 : Propriétés de la boue La phase 16" : (488 - 2391m) …… 44

tableau VI-5 : Formulation de la boue La phase $12^{1/4}$": (2391 - 3238m) …… 45

tableau VI-6 : Propriétés de la boue La phase $12^{1/4}$": (2391 - 3238m) …… 45

tableau VI-7 : Formulation de la boue La phase $8^{3/8}$" : (3238 – 3376 m) …… 46

tableau VI-8 : Propriétés de la boue La phase $8^{3/8}$" : (3238 – 3376 m) …… 46

tableau VI-9 : Formulation de la boue La phase 6": (3376 - 4490m) …… 47

tableau VI-10 : Propriétés de la boue La phase 6": (3376 - 4490m) …… 47

INTRODCTION

Le pétrole est l'une des substances qui a traversé les âges et les civilisations. Recueilli à même le sol, il s'échappait par suintement du fond la terre et remontait à la surface. D'ailleurs on retrouve ses traces dans les temps les plus lointains, lorsqu'il fut utilisé pour recouvrir l'arche de Noé.

En Mésopotamie, par exemple, le pétrole étai utilisé comme mortier dans la construction des remparts, pour le calfatage des coques des navires, pour assurer l'étanchéité des citernes et conduites d'eau et comme source d'énergie .

Vînt la révolution industrielle qui entraîna la recherche de nouveaux combustibles. Les bouleversements sociaux qu'elles créèrent le besoin d'un pétrole moins onéreux et de bonne qualité, notamment pour les lampes. Cette recherche, d'un meilleur combustible de lampe, entraîna une forte demande d' « huile de roche »— c-à-d de pétrole brut—. Vers le milieu du XIXe siècle, de nombreux scientifiques mirent au point des procédés permettant d'en faire un usage commercial. C'est ainsi qu'en 1855, le chimiste américain Benjamin Sillim publia un rapport indiquant la gamme de produits utiles pouvant être obtenus par distillation du pétrole.

Dès lors, débuta la recherche de plus importantes sources d'approvisionnement en pétrole brut ; c'est, justement l'ingénieuse idée d'Edwin Lewis Drake qui, le premier a utilisé le forage comme moyen d'extraction du pétrole, en s'inspirant d'un système déjà utilisé pour puiser l'eau et le sel.

Tout ingénieur, qui a eu à se préoccuper des problèmes rencontrés au cours des forages, de plus en plus profonds, exécutés dans les dernières décades sait, que ceux-ci peuvent être provoqués par une mauvaise boue de forage, diminués ou même résolus en utilisant un fluide de forage diffèrent ou possédant des caractéristiques meilleures.

Nous parlons dans notre recherche propos des fluides de forage à travers quatre chapitres le premier chapitre comprend des généralités sur les fluides de forage, soit dans la seconde, nous étudierons les propriétés physiques de ces fluides et dans le troisième nous allons étudier la contamination des fluides et un changement En fin dans la quatrième, nous allons calculer les volumes de fluide ajoutée et nous fournissons des espèces adaptées à chaque côté du puits forée.

CHAPITRE II

GENERALITES SUR LES FLUIDES DE FORAGE

I.1- Définition des fluides de forage

Le fluide de forage, appelé aussi boue de forage, est un système composé de différents constituants liquides (eau, huile) et/ou gazeux (air ou gaz naturel) contenant en suspension d'autres additifs minéraux et organiques (argiles, polymères, tensioactifs, déblais, ciments, …). Le fluide de forage était déjà présenté en 1933 lors du premier Congrès Mondial du Pétrole, où il a fait l'objet de cinq communications (Darley et Gray, 1988). Le premier traité sur les fluides de forage a été publié en 1936 par Evans et Reid. En 1979, l'American Petroleum Institute (API) définit le fluide de forage comme un fluide en circulation continue durant toute la durée du forage, aussi bien dans le sondage qu'en surface.
Le fluide est préparé dans des bacs à boues, il est injecté à l'intérieur des tiges jusqu'à l'outil d'où il remonte dans l'annulaire, chargé des déblais formés au front de taille. A la sortie du puits, il subit différents traitements, tamisage, dilution, ajout de produits, de façon à éliminer les déblais transportés et à réajuster ses caractéristiques physico chimiques à leurs valeurs initiales. Il est ensuite réutilisé (Landriot, 1968).

I.2 - Le cycle de la boue sur un site de forage

La majeure partie de la boue utilisée dans une opération de forage est recyclée en continu :

1. La boue est mélangée et conservée dans le **bassin de décantation**.
2. Une **pompe** achemine la boue dans la tige de forage qui descend jusqu'au fond du puits.
3. La boue sort de l'extrémité de la tige de forage et tombe au fond du **puits** où le **trépan** est en train de forer la formation rocheuse.
4. La boue emprunte ensuite le chemin inverse en remontant à la surface les morceaux de roche, appelés déblais, qui ont été arrachés par le trépan.
5. La boue remonte jusqu'à l'espace **annulaire**, entre la tige de forage et les parois du puits.
6. A la surface, la boue circule dans la **conduite d'aspiration de la boue**, une tige qui mène au **tamis vibrant**.

7. Les tamis vibrants se composent d'un ensemble de crépines métalliques vibrantes servant à séparer la boue des déblais. La boue s'égoutte dans les crépines et est renvoyée vers le **bassin de décantation**.

Les déblais de la roche glissent le long de la **glissière du tamis** pour être rejetés. En fonction des impératifs environnementaux, notamment, ils peuvent être lavés avant leur rejet. Une partie des déblais est prélevée pour être examinée par des géologues afin d'étudier les propriétés des roches souterraines présentes au fond du puits .

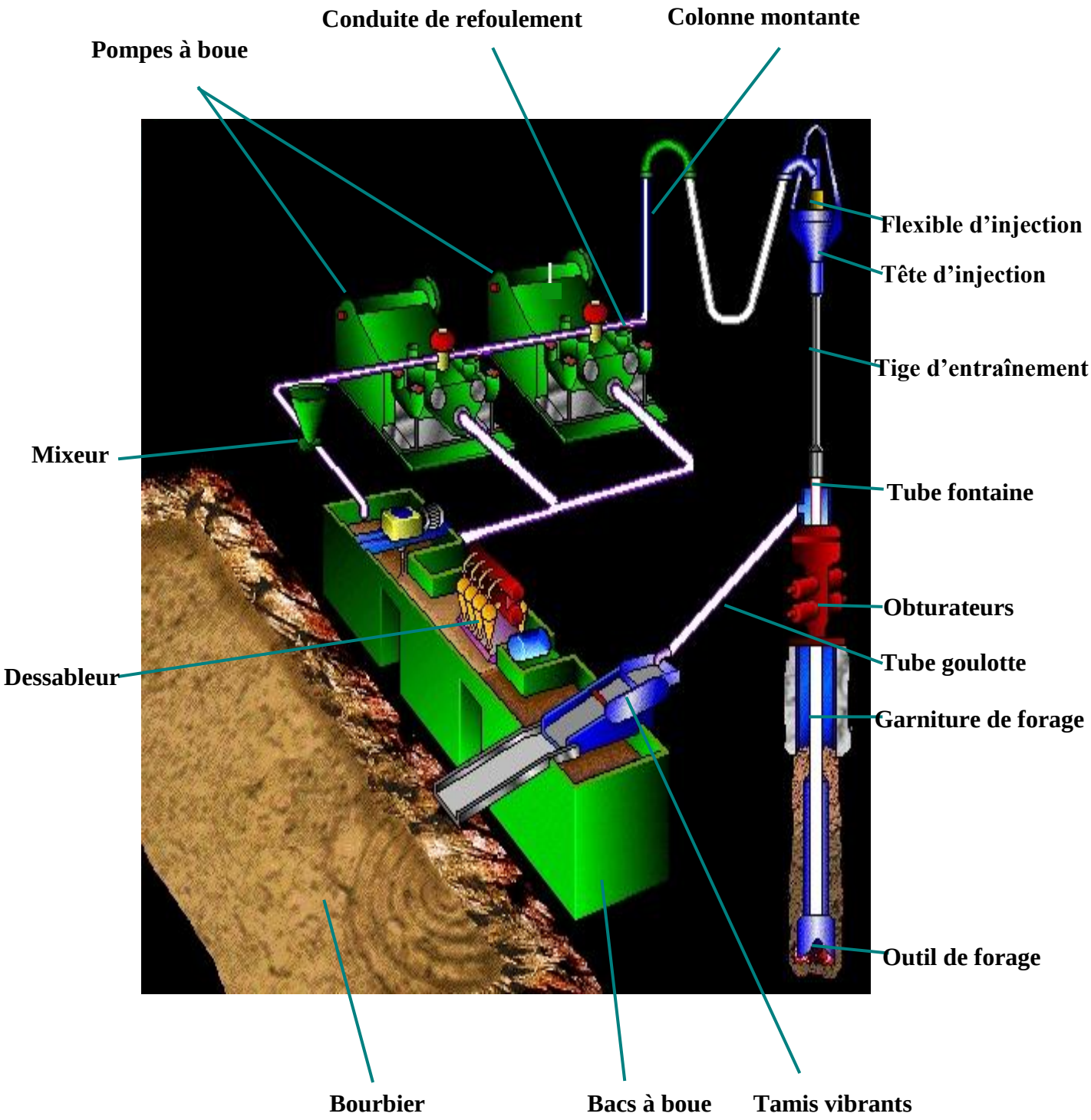


Fig I.1. Circuit de boue

I.3 - ROLE DE LA BOUE

Les boues de forage doivent avoir les propriétés leur permettant d'optimiser les fonctions suivantes :

- nettoyage du puits
- maintien des déblais en suspension
- sédimentation des déblais fins en surface
- refroidissement et lubrification de l'outil et du train de sonde
- prévention du cavage et des resserrements des parois du puits
- dépôt d'un cake imperméable
- Prévention des venues d'eau, de gaz, ou d'huile
- augmentation de la vitesse d'avancement
- entraînement de l'outil
- diminution du poids apparent du matériel de sondage
- apport de renseignements sur le sondage
- contamination des formations productrices
- corrosion et usure du matériel
- toxicité et sécurité

I.3.1 - Nettoyage du puits

La boue doit débarrasser le trou des particules de formation forées qui se présentent sous forme de débris de roche **"cuttings"** ou "déblais".

I.3.2 - Maintien des déblais en suspension

La boue doit non seulement débarrasser le puits des déblais de forage durant les périodes de circulation, mais elle doit également les maintenir en suspension pendant les arrêts de circulation.

I.3.3 – Sédimentation des déblais fins en surface

Alors que la boue doit permettre le maintien en suspension des déblais dans le puits durant les arrêts de circulation, ce même fluide doit laisser sédimenter les déblais fins en surface ; bien qu'apparemment ces deux aptitudes semblent contradictoires, elles ne sont pas incompatibles.

I.3.4 - Refroidissement et lubrification de l'outil et du train de sonde

Du fait de son passage en surface, la boue en circulation se trouve à une température inférieure à celle des formations ce qui lui permet de réduire efficacement l'échauffement de la garniture de forage et de l'outil.

Cet échauffement est dû à la transformation d'une partie de l'énergie mécanique en énergie calorifique.

I.3.5 - Prévention du cavage et des resserrements des parois du puits

La boue doit posséder des caractéristiques physiques et chimiques telles que le trou conserve un diamètre voisin du diamètre nominal de l'outil.

Le cavage est causé par des éboulements, par la dissolution du sel, par la dispersion des argiles, par une érosion due à la circulation de la boue au droit des formations fragiles, etc...

Les resserrements ont souvent pour cause une insuffisance de la pression hydrostatique de la colonne de boue qui ne peut équilibrer la pression des roches.

I.3.6 - Dépôt d'un cake imperméable

La filtration dans les formations perméables d'une partie de la phase liquide de la boue crée un film sur les parois du sondage, ce film est appelé cake.

Le dépôt du cake permet de consolider et de réduire la perméabilité des parois du puits.

I.3.7 - Prévention des venues d'eau, de gaz, ou d'huile

Afin d'éviter le débit dans le sondage des fluides contenus dans les réservoirs rencontrés en cours de forage, la boue doit exercer une pression hydrostatique suffisante pour équilibrer les pressions de gisement.

La pression hydrostatique souhaitée est maintenue en ajustant la densité entre des valeurs maximum et minimum.

I.3.8 - Augmentation de la vitesse d'avancement

Au même titre que le poids sur l'outil, la vitesse de rotation et le débit du fluide, le choix du type et les caractéristiques de la boue conditionnent les vitesses d'avancement instantanées, la durée de vie des outils, le temps de manœuvre, en un mot, les performances du forage.

Un filtrat élevé augmente la vitesse d'avancement. Les très faibles viscosités sont aussi un facteur favorable à la pénétration des outils.

I.3.9 - Entraînement de l'outil

Dans le cas du turboforage la boue entraîne la turbine en rotation. Cette fonction, l'amenant à passer à travers une série d'évents et à mettre en mouvement les aubages, implique certaines caractéristiques et rend impossible ou très délicat l'utilisation de certains produits **(colmatants**).

I.3.10 - Diminution du poids apparent du matériel de sondage

Bien que ce soit beaucoup plus une conséquence qu'une fonction, la présence d'un fluide d'une certaine densité dans le puits permet de diminuer le poids apparent du matériel de sondage, garniture de forage et tubages ceci permet de réduire la puissance exigée au levage.

I.3.11 - Apport de renseignements sur le sondage

La boue permet d'obtenir des renseignements permanents sur l'évolution des formations et fluides rencontrés. Ces renseignements sont obtenus par

- les cuttings remontés par la circulation de boue
- l'évolution des caractéristiques physiques et/ou chimiques de la boue
- la détection des gaz ou autres fluides mélangés à la boue

I.3.12 - Contamination des formations productrices

La présence de la boue au droit des formations poreuses et perméables exerçant une pression hydrostatique supérieure à la pression de gisement peut nuire à la future mise en production.

I.3.13 - Corrosion et usure du matériel

La boue peut accélérer l'usure du matériel de sondage, par une action mécanique, si elle contient des matériaux abrasifs.

Elle peut aussi être corrosive par une action électrolytique due à un déséquilibre chimique.

I.3.14 - Toxicité et sécurité

La boue de forage ne devra pas présenter de danger pour la santé du personnel.

Elle ne devra pas non plus créer de risques d'incendie, tout particulièrement dans le cas d'utilisation de boues à base d'huile.

I.4 – LES TYPES DE FLUIDES DE FORAGE

I-4.1 - Les fluides de forage gazeux

La phase continue de ces fluides est constituée par du gaz qui peut être de l'air, du gaz naturel, de la mousse, ou du brouillard. Notamment, mélangée avec des proportions d'eau provenant des formations, ou ajoutées intentionnellement.

Différents fluides gazeux sont communément utilisés, de sorte qu'on distingue :

- Le forage à l'air ;
- Le forage à la mousse ;
- Le forage à la boue aérée.

I-4.1.1 - Le forage à l'air

C'est en 1950, lors du développement du champ gazier de **San Juan (**Etats-Unis) que le forage à l'air débuta, suite aux mauvaises caractéristiques pétrophysiques, rencontrées sur site (porosité, perméabilité, et faibles pressions).

De part la résolution compliquée, voire impossible, des problèmes rencontrés lors du forage aux boues conventionnelles tels que :

- Le forage des zones à perte de circulation totale répétées.
- Le forage des couches productrices (eau, huile, gaz) à faibles pressions,

Et du fait, que l'air possède une basse densité, les formations traversées subiront une décompression totale. Cela engendrera une détection rapide de la présence d'éventuels hydrocarbures, à un prix de revient plus bas .

I-4.1.2 - Le forage à la mousse

Les mousses sont des dispersions d'un volume relativement important de gaz dans un volume relativement faible de liquide.

Plus compacte sera la mousse de forage, meilleur sera le curage. Ce procédé est utilisé, lorsque le forage à l'air est impossible. Suite aux fractures, ou à la constitution en sables mal consolidés à haute perméabilité des formations traversées.

Elle présente l'avantage d'une faible pression hydrostatique au fond, et d'une diminution des risques de gonflement ou d'éboulement, par lavage des formations. Une bonne stabilité en pression est ainsi notée jusqu'à **200 bars**.

I-4.1.3 - Le forage à la boue aérée

Le forage à la boue aérée est préconisé, afin d'éviter les pertes de circulation, et éventuellement pour avoir un fluide plus léger.

Selon la prédominance de la boue ou de l'air, deux fluides seront générés :

- Fonctionnement en **« mist drilling »**, si la phase continue est l'air,
- **Une boue aérée,** si la phase continue est la boue.

Elle présente l'avantage, de sa faible densité (inférieur à **0.6**), une tenue des parois (cake contrôlé) ainsi qu'une forte réduction des pertes en circulation.

Notons que, suite à la haute température du puits, la stabilité de l'émulsion peut être affectée, et que cette dernière a tendance à se séparer, lors de l'arrêt de circulation.

I-4.2 - Les fluides de forage à base d'eau

Ils constituent le type de boues les plus utilisées dans le domaine du forage. Ce sont des fluides dont la phase continue est l'eau, notamment chargée en électrolytes et autres additifs, dont les polymères.

En fonction de la teneur en **NaCl,** la boue à base d'eau se subdivise en :

- **Boues douces :** salinité de l'ordre de quelques **g/l.**
- **Boues salées :** présentant une teneur d'environ une dizaine de **g/l.**
- **Boues salées saturées :** la saturation est atteinte pour une concentration de **320 g/l** environ**,** en **NaCl.**

I-4.2.1 - Les boues douces

Ces boues sont principalement constituées par une suspension colloïdale d'argile, précisément, la bentonite sodique dans l'eau. Vu les caractéristiques rhéologiques intéressantes, procurées par ces suspensions bentonitiques (viscosité, thixotropie, filtrat) ; elle sont considérées comme base pour la formulation de la boue douce.

Néanmoins, selon le cas de la traversée ou non, des formations plus au moins réactives, comme les terrains argileux ou très dispersibles, la stabilité de ces mêmes caractéristiques deviendra des plus difficile à contrôler.

Généralement, le pourcentage nécessaire en bentonite varie de **3 à 10%** en poids.

I-4.2.1.1 - Principaux types de boues douces

Selon les différents traitements appliqués à la boue bentonitique simple, afin de stabiliser ou encore, contrôler ses caractéristiques au cours du forage, une classification en résulte, suivant la nature des composés ajoutés pour la traiter :

- Boues douces simplifiées.
- Boues douces au FCL (lignosulphonate de ferrochrome).
- Boues calciques.
- Boues de forage à faible teneur en solides.

A. Boue douce simplifiée

Elle est utilisée pour les faibles et moyennes profondeurs, possédant des caractéristiques rhéologiques élevées et un filtrat relativement faible.

En général, ces boues couvrent les boues bentonitiques. Notons que, selon les traitements en agents réducteurs de filtrat, afin d'améliorer l'aspect fluidifiant de la boue, une autre classification en découlera :

- **Boue bentonitique traitée à la CMC (carbométhyl cellulose)**

Elle est utilisée pour le forage des terrains perméables et calcaires peu consolidés

- **Boue bentonitique traitée avec des fluidifiants (tanin, lignite, FCL) et de la soude**

Caractéristiques rhéologiques faibles ou moyennes, elle est utilisée pour le forage des formations argileuses relativement consolidées et peu ou moyennement dispersibles. Elle présente une bonne résistance à de faibles contaminations par Cl^- ou Ca^{++}.

- **Boue bentonitique traitée avec des fluidifiants, de la soude, et un réducteur de filtrat (amidon, CMC, PAC)**

Cette formule peut conduire à des boues douces, ayant un assez large domaine d'utilisation, notamment, lorsqu'on traverse des terrains salés, des formations d'anhydrites, de gypses, argileuses, ou marneuses qui ont tendance à charger la boue ou à se déliter.

B. Boue douce au FCL

Elle se présente sous forme basique d'une boue bentonitique simple, dont l'état colloïdal est amélioré. L'amélioration et la protection de ce dernier sont obtenues en ajoutant de produits à base lignosulphonates de ferrochrome (FCL).

D'autres colloïdes organiques, CMC (généralement) ou lignite chromé (**LC**), ou les deux à la fois, sont utilisés pour cet usage. Afin de parer à la légère acidité des produits FCL et LC, la soude caustique est ajoutée pour fixer le PH entre **9 et 10.5.**

Caractéristiques des boues douces au FCL

- Stable vis-à-vis des contaminants chimiques (NaCl, SO_4, $CaCl_2$) et des hautes températures.
- Bonne résistance et bon pouvoir inhibiteur, lors de forage de formations argileuses.

L'utilisation de cette boue couvre un large domaine, du forage avec les boues à base d'eau. Néanmoins, pour le forage d'importantes sections d'anhydrites, gypse, argiles et marnes, les boues calciques sont préconisées, tant sur le plan technique qu'économique.

Nota : *la présence de métaux lourds (**Fe, Cr**) dans ces composés, rend leur utilisation, de mauvaise augure, surtout avec les tendances actuelles pour la préservation de l'environnement.*

C. Boue calcique (boue à la chaux et boue au gypse)

Comme cité ci-dessus, des produits sont ajoutés, afin de traiter la formulation basique, notamment, la chaux [$Ca(OH)_2$], le gypse [$CaSO_4$, $2H_2O$]. En effet, ces composés minéraux (**générateurs d'ions Ca^{++}**) convertissent la bentonite sodique, extrêmement réactive, en bentonite calcique qui gonfle moins.

Effectivement, avec une eau calcique la viscosité de la boue reste faible (adéquate) même avec les argiles très dispersibles.

D. Boue de forage à faible teneur en solides

Boue à base d'eau : des produits floculants lui sont ajoutés, dans le but de provoquer l'agrégation des solides indésirables et leur maintien en suspension.

D'autre part, ces produits floculants améliorent l'inhibition des argiles gonflantes et dispersibles par enrobage de ces mêmes solides, ou encore, par formation d'un film sur les parois du puits (cake) constitué par les additifs spéciaux (**polymères**).

Spécifications

L'utilisation de ce type de boue est préconisée pour remonter tous les déblais (caractéristiques des polymères). Cependant, des méthodes d'épuration mécanique sont indispensables pour éliminer ces solides en surface (dessableurs, clay, éjecteurs…etc.).

Les fluides de forage conventionnels contiennent plus de **7%** de solides en poids, tandis que ce type contient de **1 à 7%**. Moins de **1%**, le forage est dit à **l'eau claire [1,7].**

Vu la faible teneur en solides, ce type de boue présente une meilleure stabilité vis-à-vis des contaminants, NaCl et $CaSO_4$ (moins d'argiles). Par contre, on notera justement la difficulté de préserver cette faible teneur lors du forage. Les floculants ajoutés, généralement des polymères, perdent aussi de leur efficacité en présence de teneurs élevées en **NaCl.**

Composition

Citons par exemple celle de la boue aux polymères :

- Fractions massiques pour **1m^3** en eau de mer **[1,8]**
  - Bio polymères……4 kg
  - Chlorure chromique……...1,2 kg
  - Soude…….8 à 10 kg
  - Bactéricides……...0,3 kg
  - Bentonite……...5 kg

  + Éventuellement FCL et CMC.

Nota : l'utilisation excessive de polymères augmenterait la viscosité du fluide, gênant par la suite la sédimentation de solides en surface.

I-4.2.2 - Les boues salées

Elles sont apparues fortuitement, lors d'un forage avec une boue à base d'eau douce, et cela en traversant des formations salifères. Néanmoins, cette auto saturation a causé des problèmes tels que, floculation de la bentonite, accroissement des viscosités, importants cavages, et éboulements.

On a paré à ces problèmes en formulant des boues spécifiques aux milieux salés et alcalins, en ajoutant du NaCl à différentes concentrations, imitant ainsi la salinité in situ. Et entre autres, en remplaçant la bentonite par d'autres colloïdes, notamment, la **septiolite** et **l'atapulgite** (stables en milieux salés).

On classe les boues salées en deux catégories :

I-4.2.2.1 - Boue salée non saturée

Présentant une teneur en NaCl de **25 à 150 g/l.** L'eau de base utilisée en général, est celle du gisement. Cela, dans l'exploration des puits (protection des formations)

Ceci dit, l'orientation actuelle nous amène aux boues à l'eau de mer.

Composition de l'eau de mer **(Tableau I-1 :composition de l'eau de mer)**

Constituants	Na	K	Mg	Ca	Chlorures	Sulfates
PPM	10440	375	1270	410	18.970	2790

I-4.2.2.2 - Boue salée saturée

La teneur en NaCl est de l'ordre de **320 g/l.** Elle est utilisée lors du forage des sels massifs ou des marnes très peu dispersibles, contenant d'importantes quantités de sels.

Actuellement, ce type de boue est peu utilisé .

I-4.2.3 - Polymères additifs

I-4.2.3.1 Généralités sur les polymères :

Introduction :

L'utilisation des polymères dans les diverses industries : pharmaceutique, cosmétique, alimentaire et pétrolière ne cesse de se développer et certains sont conçus pour des opérations de forage particulières.

L'intérêt porté pour l'utilisation des polymères dans les formulations de fluides de forage remonte à 1931 lorsque l'on ajouta de l'amidon de maïs à la boue bentonitique pour contrôler les caractéristiques de filtration, ensuite elle s'est développée pour d'autres types de polymères on cite : la CMC, la gomme xanthane, les tanins, ….

Définition du polymère :

Le polymère est un composé macromoléculaire constitué par la répétition d'un groupement d'atomes (carbone, oxygène, hydrogène, soufre, …) appelé«unité structurelle» ou unité de répétition.

A titre d'exemple on cite le polyéthylène qui est la plus simple des macromolécules dont l'unité de répétition est : [-CH2-CH2-].

Les polymères peuvent se présenter :

• En chaînes linéaires avec une répétition linéaire n fois du motif A appelé **homopolymère** (-A-A-A-A-A-), ou de deux ou de plusieurs motifs appelés **copolymère** (A-B-A-B-A-B-A-B-).

• En chaînes non linéaires sous formes de branchées, en étoile ou en réseau.

Classification des polymères :

Ils sont classés en trois catégories :

• Polymères naturels d'origine végétale, animale ou minérale : cellulose, amidon, ….

• Polymères synthétiques obtenus par des réactions de synthèse.

• Polymères semi-synthétique obtenus par transformation chimique de polymères naturels.

I-4.2.3.2 - polymères utilisés dans les fluides de forage :

Les polymères utilisés dans les formulations de fluides de forage à base d'eau sont hydrosolubles et peuvent être d'origine très variée : polymères naturels, semi synthétiques et synthétiques. Ils confèrent aux fluides de forage un caractère viscosifiant et réducteur de filtrat.

***a) Viscosifiant* :**

L'ajout de polymère à une solution doit augmenter la viscosité de la phase liquide, ceci peut s'expliquer par le gonflement des macromolécules.

L'augmentation de la viscosité permet de maintenir les particules en suspensions, et d'être compatible avec le milieu environnant afin de ne pas endommager la formation.

Les polymères confèrent au fluide un caractère thixotrope afin d'empêcher toute sédimentation en cas d'arrêt du forage.

b) inhibiteur du gonflement :

Ces polymères sont utilisés pour éviter le gonflement de la formation sur les parois pendant le forage et d'éviter ainsi le colmatage du puit. Nous citerons par exemple le PHPA, le silicate de sodium, glycol…

c) réducteurs de filtrat :

Si le volume du filtrat est important, il peut causer l'invasion des parois du puits et par conséquent son éboulement ; d'où la nécessité de contrôler ce volume de filtrat par l'ajout

d'additifs chimiques appelés réducteurs de filtrat, qui sont dans la plupart du temps des polymères (CMC, PAC, polysaccharides, …).

CHAPITRE II

PROPRIETES PHYSICOCHIMIQUES DES FLUIDES DE FORAGE

II Propriétés physicochimiques des fluides de forage :

II-1 Introduction :

On désigne ici par propriétés physicochimiques, les caractéristiques dépendant de la **structure** du fluide, c'est-à-dire les relations qui existent entre le liquide de base, les composés dissous et les particules solides en suspension **.** Ajouté à cela, le comportement du système entier vis-à-vis du milieu environnant (formation, arrivées d'eaux…etc.).

Pour cela, on se doit d'essayer de porter quelques éclaircissements et définitions régissant ces caractéristiques.

Etant des suspensions colloïdales, les boues de forage possèdent toutes les caractéristiques de ces dernières. Néanmoins, le boueur ne se préoccupera que de quelques unes, dont il doit assurer le contrôle. Deux parmi celles-ci sont particulièrement importantes:

- Caractéristiques rhéologiques.
- Caractéristiques de filtration.

II-2Rhéologie et formulation :

II-2.1Historique :

Rhéologie : Mot crée au Etats-Unis en 1929 par Eugène Cook BINGHAM (1878-1945). L'émergence de la rhéologie est liée à l'épanouissement des polymères et bien sûr à la construction des premiers rhéomètres.

II-2.2 Définition :

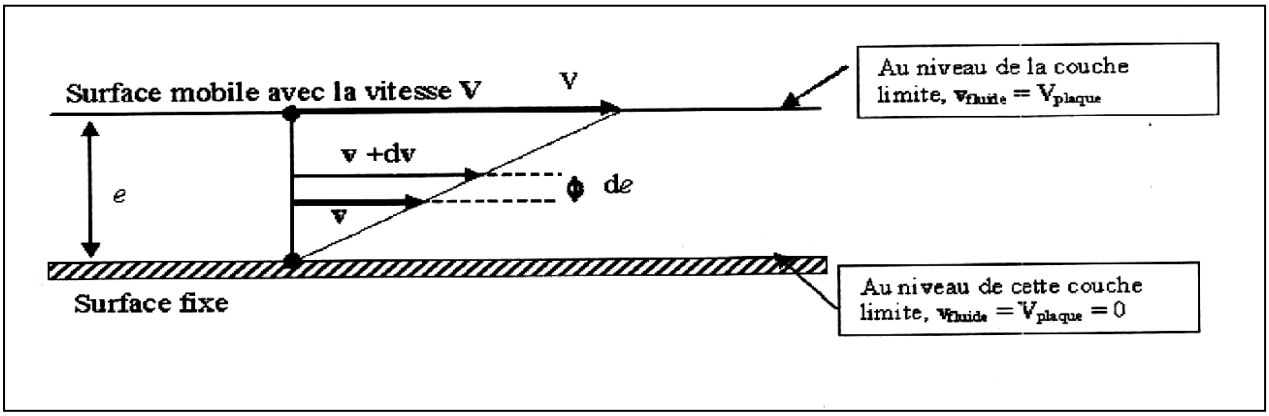
Etymologiquement, la rhéologie est une science qui traite de l'écoulement, des déformations, et plus généralement de la **viscosité** des matériaux sous l'action de **contraintes.** Elle est capable d'intégrer l'étude des solides ; cependant, il faut partir du fait que la notion de liquide recouvre aussi bien des fluides très liquides comme l'eau, les solvants organiques, les solutions et les dispersions diluées ; mais aussi des substances beaucoup plus visqueuses et consistantes à l'aspect pâteux, semi solide voire même solide.

Malgré cela, ce sont les mêmes lois de comportement et les mêmes grandeurs qui régissent leurs écoulements, nonobstant le paramètre temps.

Pour commencer, il convient de définir le **mouvement de cisaillement** qui est le type de mouvement mis en œuvre en rhéologie. Qu'est-ce qu'un mouvement de **cisaillement ?**

Nous prenant pour exemple, le mouvement d'un échantillon entre deux surfaces planes. L'une immobile, l'autre animée d'un déplacement parallèle à l'autre. Ce mouvement idéal s'apparente à celui de la peinture étalée à la brosse sur un mur.

II-2.3 Schéma du mouvement de cisaillement :



(Figure II-1 : Schéma du mouvement de cisaillement)

II-2.3.1 Hypothèses du modèle

Pendant toute la durée de l'écoulement (du cisaillement) :

- Le mouvement est laminaire ; les couches glissent les unes sur les autres.
- Le matériau est assimilé à une superposition de couches adjacentes d'épaisseurs infiniment minces, sans qu'il y ait transfert de matière entre les couches.

II-2.3.2 Définitions

Deux grandeurs servent à caractériser quantitativement le cisaillement :

a) La vitesse de cisaillement

Aussi appelée **gradient de vitesse**, dans la littérature on peut trouver les notations : D, $\dot{\varepsilon}$, $\dot{\gamma}$. C'est $\dot{\varepsilon}$ qui sera adopté dans ce document.

$$\dot{\varepsilon} = \frac{dv}{de}$$

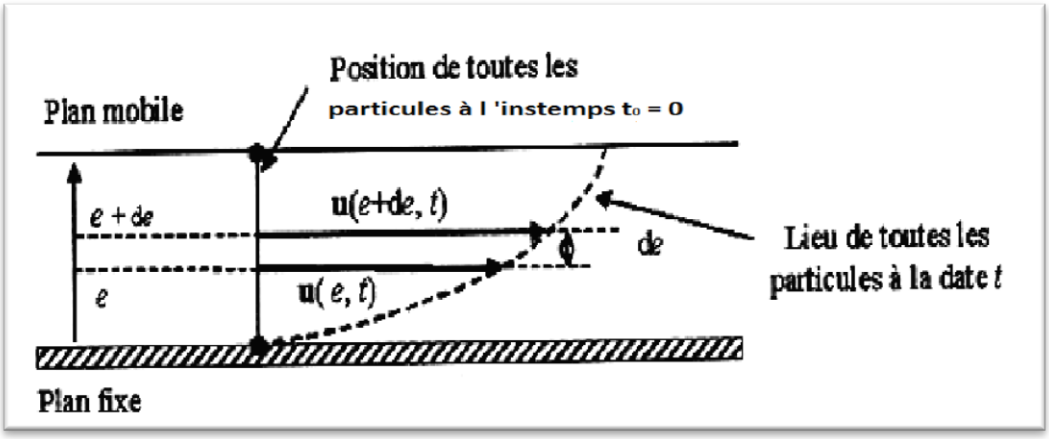
$[\dot{\varepsilon}] = S^{-1}$; tr/mn (système anglo-saxon)

Les deux paramètres influençant la vitesse de cisaillement sont la vitesse de la plaque mobile et l'épaisseur de la couche cisaillée.

Remarque

Bien que liée à la vitesse de cisaillement, il convient de ne pas confondre la déformation de cisaillement ε et celle citée auparavant $\dot{\varepsilon}$.

En effet, la déformation correspond au vecteur de placement U de la particule fluide d'une couche sous l'effet du mouvement de cisaillement, pendant une durée **t** ; donnant un nombre adimensionnel ε.



(**figure II-2** : vitesse de cisaillement)

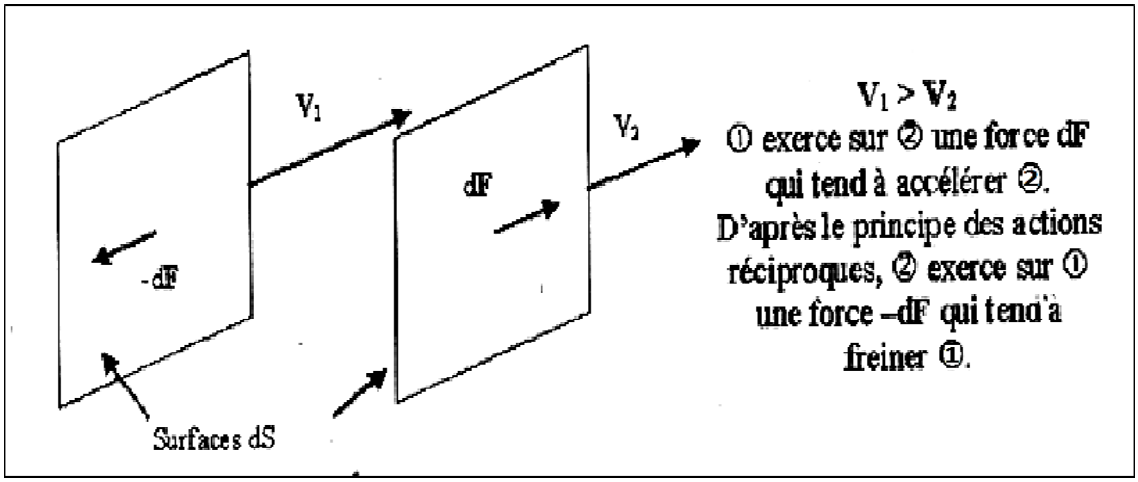
$$\varepsilon = \frac{du}{de}$$

Au fait elles sont liées de la sorte $\dot{\varepsilon} = \frac{d\varepsilon}{dt} = \frac{d}{dt}\frac{du}{de} = \frac{d}{de}\frac{du}{dt} = \frac{dv}{de}$

Nota : *si la courbe en pointillés est un segment de droite,* $\dot{\varepsilon}$ *ne dépend pas de* ***e*** *mais seulement du temps* ***t.***

b) La contrainte de cisaillement

Si on admet le fait que deux couches en contact se déplacent l'une par rapport à l'autre ; alors, une force de frottement en résultera tangentiellement à leur surfaces. Il s'agit d'une **force de cisaillement.**


V1
V2
dF
-dF
Surfaces dS
V1 > V2
① exerce sur ② une force dF qui tend à accélérer ②.
D'après le principe des actions réciproques, ② exerce sur ① une force –dF qui tend à freiner ①.

(Figure II -3 : La contrainte de cisaillement)

Ces forces dépendent de la surface considérée. Dés lors, On est amené à définir la contrainte de cisaillement par : $\tau = \frac{dF}{dS}$ $[\tau] = N/m^2 = Pa$

La contrainte de cisaillement, malgré qu'elle soit définie en tout point du matériau, elle varie d'une couche à l'autre, bien qu'elle soit constante sur la même couche.

Remarque

Les mouvements de cisaillement sont réalisés avec des **rhéomètres**, qui en réalité produisent un mouvement rotatif (cylindres coaxiaux, cône plan).

II-2.4 Viscosité

L'observation expérimentale nous a amené au constat de la réciprocité (relativité) de la contrainte de cisaillement τ et la vitesse de cisaillement $\dot{\varepsilon}$. **mais au fait, qu'en est–t-il de leur rapport ?** C'est une propriété du matériau appelée **viscosité dynamique**.

II-2.4.1 Viscosité dynamique

$$\eta = \frac{\tau}{\dot{\varepsilon}}$$

$[\eta]$ = Pa.S = PI = Po (CGS)

Nota η *s'appelle aussi viscosité apparente.* $\eta = f(T, P, \tau)$ *ou de même* $\eta = f(T, P, \dot{\varepsilon})$.

II-2.4.2 Viscosité cinématique

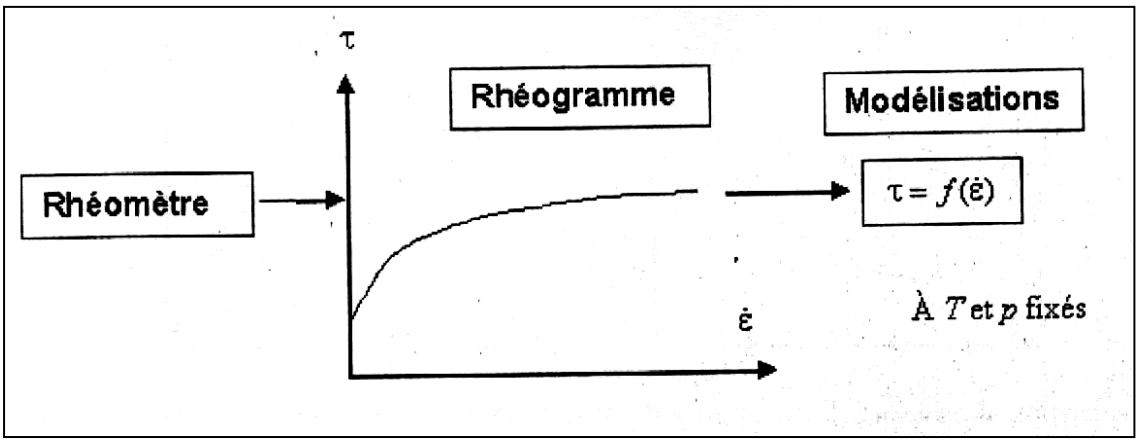
$$\nu = \frac{\eta}{\rho}$$

$[\nu] = m^2.S^{-1}$ = stokes (CGS) où ρ : la masse volumique

La viscosité cinématique présente un intérêt dès que celle-ci dépend de la densité (huiles).Elle est utilisée dans les viscosimètres à orifice (coupe forde)

II-2.5 Rhéogrammes (courbes d'écoulements)

Ils nous permettent d'obtenir des courbes définissant l'évolution $\tau = f(\dot{\varepsilon})$, qui servent à décrire les propriétés d'écoulement du matériau.

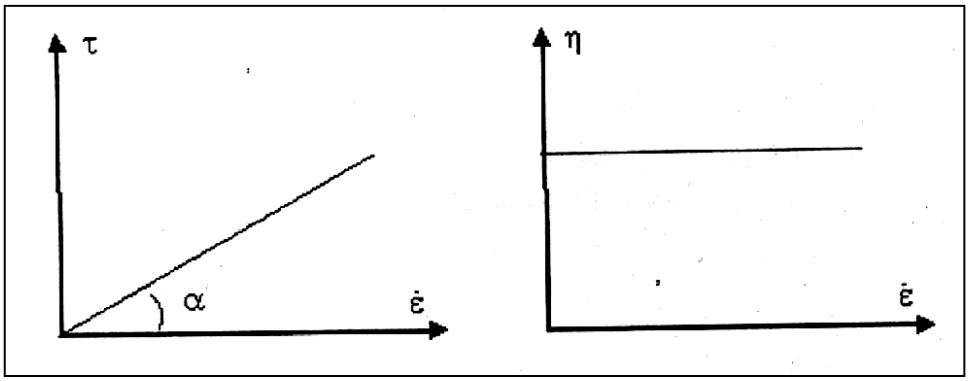


(Figure II-4 : courbes d'écoulements)

II-2.5.1 Les fluides newtoniens

Leur viscosité ne dépend pas du cisaillement appliqué. En effet, on n'utilise le rhéomètre que pour vérifier le caractère newtonien du fluide. Un viscosimètre suffira pour étudier le comportement de la viscosité en fonction du temps, pression, et concentration. De ces fluides on citera, l'eau, la plupart des solvants, huiles minérales, certaines dispersions.
Les rhéogrammes présentent l'aspect suivant :

(Figure II-5 : les courbes des rhéogrammes)



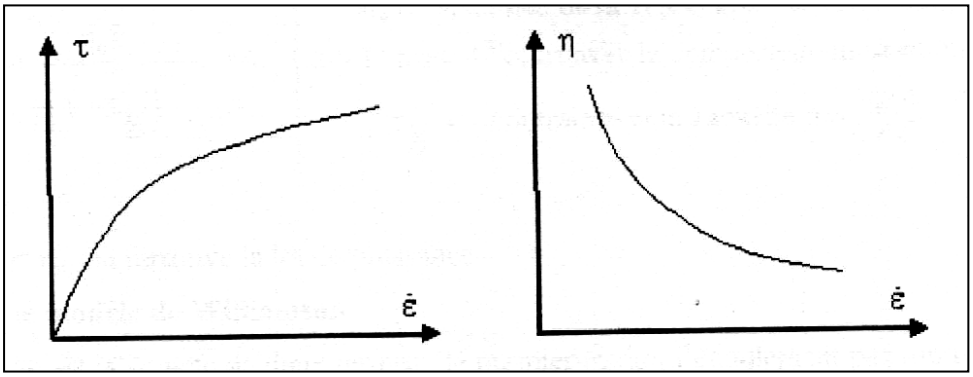
Modèle mathématique : $\eta = \dfrac{\tau}{\dot{\varepsilon}} = \tan\alpha = cte$

Nota : *pour un fluide newtonien on parle de* ***viscosité absolue***

II-2.5.2 Les fluides non newtoniens (non linéaires)

Pour ces fluides la viscosité n'est pas constante, donc pour chaque couple $(\tau, \dot{\varepsilon})$ correspond une valeur de η . Dès lors, on parle de **viscosité apparente**.

II-2.5.3 Liquides rhéofluidifiants (parfois appelées **pseudo plastiques**.)



(Figure II-6 : courbe de pseudo plastiques)

Ce type de comportement est de loin le plus fréquent. Il concerne les dispersions de particules asymétriques, les polymères à longues chaînes en solution, les ciments…etc.

Modèle mathématique : aucune équation ne peut prétendre venir à bout de ce type de comportement, l'empirisme est roi ; c'est pourquoi plusieurs modèles doivent être essayés.

a) Les modèles à deux paramètres :

Equation d'Ostwald ou loi de puissance (1925)

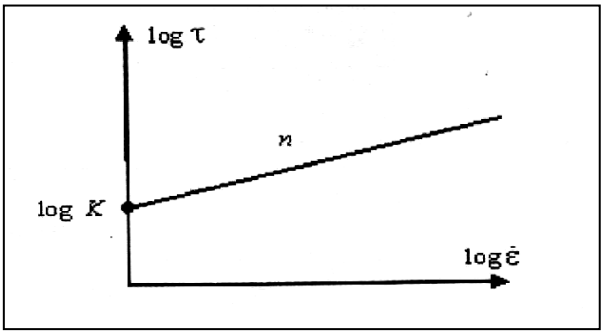
$$\tau = K \cdot \dot{\varepsilon}^{n}$$

Où K : le coefficient de consistance ;

n (<1) : l'indice de comportement qui traduit l'écart avec le fluide newtonien.

Les limites de ce type de loi interviennent quand le matériau présente des régions de comportement newtonien ; l'une à faible vitesse de cisaillement et l'autre à forte vitesse de cisaillement. Par exemple :

(**Figure II-7** : courbe de le coefficient de consistance)



b) Modèles à trois paramètres

La loi de puissance est tronquée du coté des faibles vitesses de cisaillement, et est remplacée par une loi de newton.

$$\tau = \eta_0 \dot{\varepsilon} \quad \text{Pour} \quad \dot{\varepsilon} < \dot{\varepsilon}_0$$

$$\tau = K\dot{\varepsilon} \quad \text{Pour} \quad \dot{\varepsilon} > \dot{\varepsilon}_0$$

Avec une condition de raccordement pour $\dot{\varepsilon} = \dot{\varepsilon}_0$

On peut citer **le modèle d'Ellis** :

$$\tau = \frac{\eta_0 D}{1 + (\tau + \tau_{1/2})^{\alpha - 1}} \quad \textbf{Où}$$

$\eta_0 =$ Viscosité de la 1ère région newtonienne

$\alpha > 1$ traduit l'écart avec le comportement newtonien

$\tau_{1/2} =$ Contrainte pour laquelle $\eta = \eta_0 / 2$

Remarque :

Quand $\eta << \eta_0$ .on retrouve la loi de la puissance ou encore le **modèle de Williamson.**

La contrainte est la somme de deux termes ; le premier traduit l'écoulement par rupture de liaison ; le second est la contrainte visqueuse habituelle

$$\tau(\dot{\varepsilon}) = \tau_p(\dot{\varepsilon}) + \tau_v(\dot{\varepsilon})$$

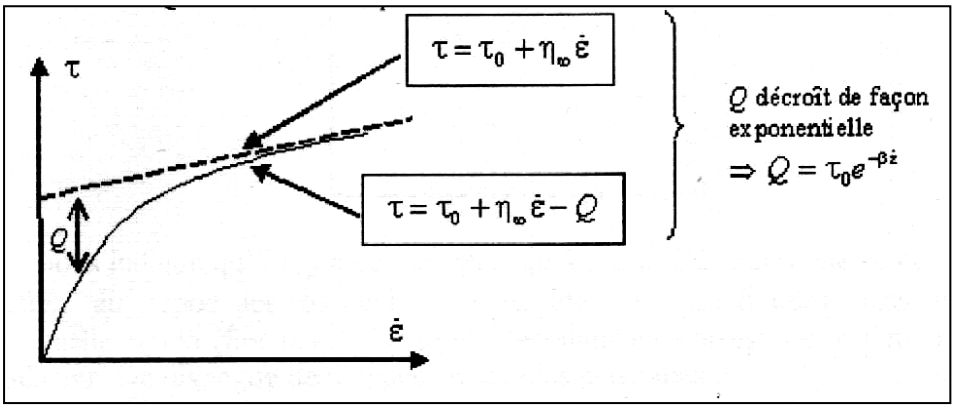
En supposant que dans la seconde région newtonienne

$$\tau_v(\dot{\varepsilon}) = \eta_\infty \dot{\varepsilon}$$

On obtient :

$$\tau = \frac{A\dot{\varepsilon}}{(B + \dot{\varepsilon})} + \eta_\infty \dot{\varepsilon}$$

Quant à **l'équation de Shangraw,** elle admet que les rhéogrammes ont une asymptote oblique qui impose à l'écart **Q** de décroître exponentiellement


τ
$\tau = \tau_0 + \eta_\infty \dot{\varepsilon}$
$\tau = \tau_0 + \eta_\infty \dot{\varepsilon} - Q$
Q
$\dot{\varepsilon}$
Q décroît de façon exponentielle
$\Rightarrow Q = \tau_0 e^{-\beta \dot{\varepsilon}}$

Le modèle prend alors la forme :

$$\tau = \tau_0 (1 - e^{-\beta \dot{\varepsilon}}) + \eta_\infty \dot{\varepsilon}$$

τ_0 et η_∞ sont directement déterminés sur le rhéogramme. Q est ensuite calculée point par point, et LnQ en fonction de la vitesse de cisaillement permet d'accéder à *B.*

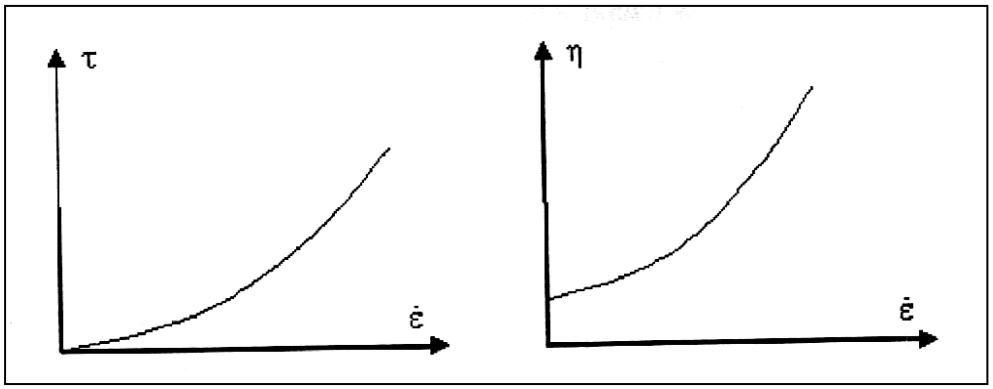
c) Modèle à quatre paramètres

Vu la multitude des modèles on ne citera que le **modèle de Cross**

$$\frac{\eta - \eta_\infty}{\eta_0 - \eta_\infty} = \frac{1}{1 + (C\dot{\varepsilon})^n}$$

II-2.5.4 Liquides rhéoépaississant :

(Figure II-8 : Courbe de Liquides rhéoépaississant)



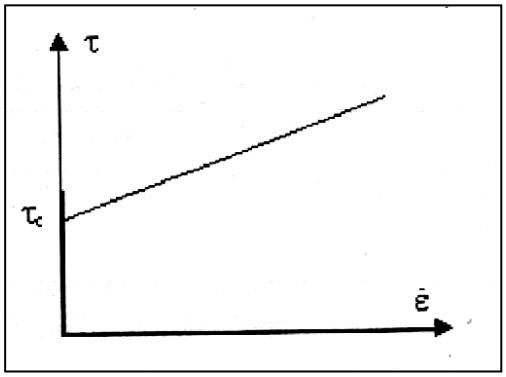
Ce comportement est beaucoup moins fréquent. Il concerne les dispersions, les solutions d'amidon, sable mouillé et compacté, et certaines huiles polymériques. Certains de ces

produits sont dilatant , ce qui signifié que, soumis à une déformation, leur volume augmentent , d'où l'appellation « épaississant ».

En tout cas, les causes ne sont pas toutes élucidées ; entre autres, augmentation du volume libre entre les particules lors de l'augmentation du gradient de vitesse.

Modèle : une loi de puissance avec **n>1**

II-2.5.5 Liquides plastiques



(Figure II-9 : Courbe de Liquides plastiques)

Ce dernier nous indique qu'il n' y a écoulement, qu'à partir d'une certaine valeur de contrainte τ_c. En effet, au repos les particules du liquide sont imbriquées dans une structure tridimensionnelle rigide (floculées). Le seuil d'écoulement correspond à l'énergie nécessaire pour les séparer. On distingue deux types de liquides plastiques :

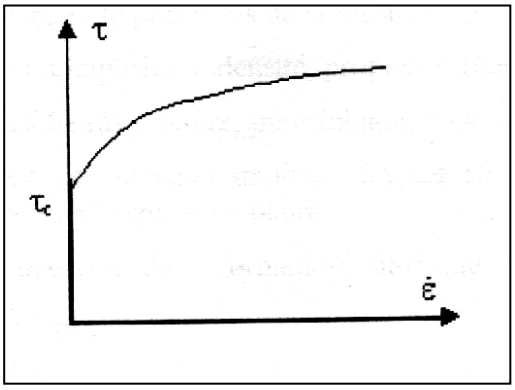
a) Liquide plastique idéal ou liquide de Bingham :

Il a un comportement newtonien au-delà du seuil

$$\tau = \tau_c + \alpha\dot{\varepsilon}$$

Où α : viscosité plastique.

b) Liquides de Casson



(Figure II-10 : Liquides de Casson **)**

Ce sont des liquides plastiques non idéaux qui possèdent un comportement plastique fluidifiant. Plus répandu que le précédent, on citera pour l'exemple ; les boues, le sulfate de zinc ou de baryum en suspension.

Modèle de Casson

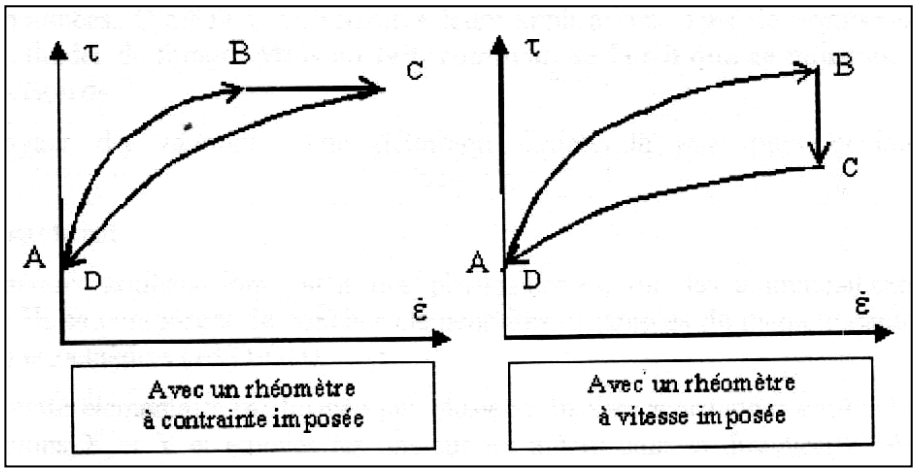
$$\sqrt{\tau} = \sqrt{\tau_c} + \sqrt{\beta\dot{\varepsilon}}$$

Où β est la viscosité plastique

II-2.5.6 Les liquides thixotropes

Les contraintes subies dans un passé relativement récent modifient le comportement du liquide à l'écoulement présent. Mais il ne sera considéré comme thixotrope que s'il retrouve ces propriétés initiales. Cela se traduit par des rhéogrammes qui présentent un cycle d'hystérésis.

(Figure II-11 : Courbe des liquides thixotropes)



CHAPITRE IIII

CONTAMINATIONS ET CONVERSIONS DE BOUE

III).1- CONTAMINATIONS

L'équilibre réalisé entre d'une part, le filtrat du fluide de forage et, d'autre part, l'argile dispersée dans la boue et celle des parois, peut être perturbé par des contaminants rencontrés dans le puits soit :

- sous forme gazeuse ($C0_2$ - H_2S),
- soit sous forme solide (Ca $S0_4$ - Na Cl - Ciment),
- soit en solution (eau chlorurée calcique).

III).1.1 - Anhydrite - Gypse (Ca $S0_4$)

La contamination résulte ici de l'apport d'ion sulfate, surtout gênant pour les caractéristiques rhéologiques, et d'ion calcium. Ce dernier est beaucoup plus nocif puisqu'en excès il peut rendre instable les colloïdes organiques et déplacer l'équilibre échange de cation dans l'argile. Filtrat et rhéologie seront donc ainsi perturbés.

Cette contamination par le calcium va être traitée par :

- ajout de produit précipitant le calcium (principalement des carbonates),
- diminution de la solubilité du Ca++ (en augmentant le pH),
- ajout de colloïdes qui vont protéger l'argile par maintien dans le filtrat et dans la boue d'un équilibre ionique,
- conversion en boue calcique.

N.B. : Les boues salées saturées, ou l'argile, sont par définition sous forme essentiellement sodique, restent insensibles aux variations de calcium soluble puisque celui-ci est presque toujours en quantité négligeable par rapport au sodium.

1.2 - Sel (Na Cl)

Le sel peut se présenter sous la forme soit d'inclusions dans les argiles, soit de venues d'eau salée, soit de bancs plus ou moins massifs. Dans ce dernier cas, le maintien d'une géométrie correcte des parois impose la conversion en boue salée saturée, même si la boue semble pouvoir résister facilement à la contamination.

Le cavage est finalement plus dangereux dans de fines intercalations de sel et argile par exemple, que dans un banc massif de sel, où la saturation du fluide de forage provoquera plus rarement des éboulements.

Dans le cas de faibles contaminations, il n'existe aucun procédé pratique et économique de diminution de la teneur en chlorures, excepté bien entendu la dilution à l'eau douce. Par ailleurs, il n'est pas possible de fixer une limite précise de résistance au Na Cl pour chaque type de boue puisque celle-ci va dépendre essentiellement de la concentration et de la résistivité des argiles présentes dans la boue. Le seul traitement réellement efficace, consistera à transformer notre fluide en fluides salés saturés.

III).1.3 - Ciment

Le reforge de ciment mis en place pour un tubage, des pertes, un "side track", etc se traduit par l'apport de chaux contenue dans le ciment au moment de la prise (20 % pour le classe G).

Cette chaux peut être neutralisée par ajout de bicarbonate de soude à des doses de 400 kg/m^3 de ciment à reforer. L'ajout se fait directement au mixer, ou en solution dans la boue.

Dans le cas de ciment dur, l'utilisation des dessableurs ou desilteurs permettra d'éliminer une part importante de particules de ciment qui, sans cela, sous l'effet du rebroyage auraient peu à peu relargué leur chaux et augmenté ainsi la durée et l'importance de la contamination.

III).1.4 - Gaz carbonique (CO_2)

Le CO_2 se rencontre quelquefois seul, mais le plus souvent associé à de l'eau, telle l'eau chlorurée calcique d'Hassi Messaoud. Après dégazage de la boue par passage dans un dégazeur ou brassage et repos dans un bassin, l'alcalinité détruite doit être rétablie par traitement à la soude ou à la chaux suivant le type de boue, y compris les boues à émulsion inverse.

III).1.5 - Hydrogène sulfuré (H_2S)

Cette contamination extrêmement dangereuse pour l'homme se traite, en principe, par ajout de soude et de produit spécifique à base de zinc qui vont précipiter le soufre. Une

attention particulière sera portée à ce genre de contamination compte tenu de sa dangerosité.

III).1.6 - Eau

Une venue d'eau douce n'est un contaminant au sens strict que pour les boues émulsionnées inverses. Le seul traitement consiste à ramener le rapport eau/huile à la valeur prescrite par ajout d'huile en maintenant constante la teneur en émulsifiants.

Les venues d'eau salées (Na Cl) équivalentes à une contamination par le sel se traitent comme telles. I1 faut noter que, dans le cas de gisement à faible perméabilité, il peut y avoir contamination par osmose sans débit réel d'eau ni augmentation du volume.

Plus complexes sont les contaminations par l'eau chlorurée calcique ($Ca\ Cl_2$) du Sahara car celle-ci contient en plus du CO_2 ; en boue salée saturée c'est ce dernier qui est tout compte fait le plus gênant et doit être traité d'abord.

En boue à l'huile ou inverse, une telle venue est donc particulièrement dangereuse, puisqu'elle entraîne à la fois une augmentation néfaste du rapport eau/huile et une dégradation par le CO_2 des émulsifiants alcalins.

III).1.7 - Huile

Une venue de brut de la formation ou, ce qui revient au même, un ajout volontaire de gas-oil, va entraîner dans une boue à l'eau une augmentation de la viscosité plastique et souvent une chute du filtrat. En général une émulsion de ce type «huile dans eau» se stabilise spontanément grâce à la présence dans la boue de produits favorisant cette émulsion : bentonite, C.M.C.

III).2. CONVERSIONS ET CHANGEMENTS DE BOUE

2.1 - Conversion

Le passage d'une boue à l'eau quelconque à un autre type de boue se fait par traitement régulier en forage et échelonné souvent sur plusieurs jours.

Dans ce genre de situation il ne s'agit pas, à proprement parler, de "conversion". Ce terme est plutôt réservé au passage rapide d'un type de boue à l'autre par traitement important sur quelques cycles. Dans ce dernier cas, il est difficile de préconiser des règles générales car les conditions initiales et finales peuvent varier à l'infini et doivent être étudiées et confirmées par des "pilot test" préalables en laboratoire. L'exemple concret développé ci-dessous doit cependant permettre de dégager quelques principes et précautions à respecter lors d'opérations comparables.

2.1.1 - Boue à l'eau douce convertie en boue salée saturée

Cette conversion va être réalisée par incorporation en un cycle de saumure saturée traitée à l'amidon et à la chaux. Une part importante de l'ancienne boue sera donc éjectée.

a/ Le rapport « saumure - boue douce » sera déterminé par des "pilot test" et pourra varier de 50-50 à 70-30. Il sera d'autant plus élevé, que l'argile est dans la boue douce plus «calcique» (boue au gypse en particulier). Concentration et réactivité élevées de l'argile sont aussi des facteurs défavorables. Dans le cas d'une boue douce peu chère au mètre cube il y aura toujours intérêt à en garder le minimum.

b/ Une conversion dans le découvert doit être réalisée à densité, alcalinité et filtrat aussi constants que possible.

2.2 - Changements

Les changements de boues consistent dans le remplacement total d'une boue par une autre. Pratiquement ce genre d'opération se réalise exclusivement dans un tubage juste après sa pose.

En voici deux exemples concrets.

2.2.1 - Boue salée saturée remplacée par une boue douce

S'il est exigé que la salinité de la boue douce mise en place soit minimale, les plus grandes précautions doivent être prises pour éliminer toute trace de sel dans le circuit et le puits. Par exemple : après reforge du ciment dans le tubage avec l'ancienne boue salée, cette boue est chassée avec de l'eau et éjectée. Le puits est donc entièrement rincé à l'eau.

Tous les bassins sont vidés et nettoyés, tous les refoulements et aspirations sont rincés à l'eau douce. Malgré tout cela, il reste encore suffisamment de sel dans le circuit pour élever la salinité de la boue douce, mise en place ensuite, jusqu'à 10 ou 15 g/l.

Si cette valeur est jugée excessive, il devient alors nécessaire d'une part de démonter et nettoyer toutes les aspirations, et d'autre part, d'intercaler au moment du changement de boue entre la boue douce neuve et l'eau de rinçage du puits un bouchon important d'eau douce ou mieux de boue visqueuse.

2.2.2 - Boue à l'eau remplacée par boue à émulsion inverse

Les boues à émulsion inverse supportent bien de faibles contaminations par l'eau et il suffit dans la majorité des cas de prévoir dans la boue neuve un léger excès d'huile et d'émulsifiants qui sera compensé par une pollution inévitable de la boue à l'eau à remplacer.

Cette pollution sera limitée au maximum par :

- un nettoyage soigné de tous les bassins,
- une purge au gas-oil de tous les refoulements et aspirations (sans oublier les dessableurs),
- une condamnation des circuits reliés aux bassins de stockage d'eau. Le changement devra se faire dans un trou tubé.

La boue sera injectée dans le tubage, précédée d'un bouchon d'huile et éventuellement d'un bouchon supplémentaire de boue visqueuse.

Réciproquement, un changement de boue à émulsion inverse par une boue à l'eau s'effectuera de façon tout à fait comparable

III).3. BARYTAGE

Si la tenue du puits l'exige, on peut être amené à augmenter la densité de la boue en circulation.

La quantité de baryte à utiliser par mètre cube de boue à alourdir est déterminée comme suit :

$$X = 4\,200\,\frac{d_2 - d_1}{d_a - d_2}$$

X : quantité de baryte nécessaire en kg (pour 1 m^3 de boue à alourdir)

d_1 : densité initiale du fluide

d_2 : densité finale du fluide

d_a : densité de l'alourdissant (ici 4,2)

Avant d'alourdir une boue, il est nécessaire :

- de connaître le tonnage d'alourdissant nécessaire par m^3 de boue à alourdir, en utilisant la formule ci-dessus,
- le volume résultant de l'alourdissement du volume à alourdir.

Il est évident que l'addition d'un alourdissant dans la boue crée une augmentation sensible du volume qu'il ne faut pas négliger car des surprises désagréables telles que débordement des bassins sont à redouter. On pourra déterminer cette augmentation à l'aide de la formule :

$V_a = \frac{X}{d_a}$ V_a : volume de l'alourdissant (en litre) pour 1 m^3 de boue à alourdir

Exemple :

Volume en circulation (puits + bac) V= 150 m^3

Densité initiale $d_1 = 1,30$

Densité finale $d_2 = 1,40$

$$X = 4\,200\,\frac{(1{,}40 - 1{,}30)}{(4{,}20 - 1{,}40)} = 4\,200\ \frac{0{,}1}{2{,}8} = 150$$

Il faut ajouter 150 kg de baryte à 1 m^3 de boue pour augmenter la densité du fluide de 1.30 à 1.40.

Tonnage de baryte à ajouter dans le circuit sur un ou plusieurs cycles : 150*150 = 22 500 kg.

Avant d'entreprendre le «barytage», il est nécessaire de s'assurer qu'il y a suffisamment de place dans les bassins pour supporter l'augmentation de volume due à la baryte :

soit : volume de baryte = $\frac{22\,500}{4{,}20}$ = 5 350 l soit 5,35 m^3

Remarques :

• Si on n'est pas sûr de la densité de la baryte, il y a lieu de minorer la quantité théorique d'au moins 5 %, de vérifier la densité obtenue avec cette quantité, et d'ajuster éventuellement la densité si nécessaire.

• Une augmentation de densité de plus de 20 points provoquera une hausse de viscosité du fait de l'augmentation même de la teneur en solides. Il est recommandé de fluidifier la boue avant d'entreprendre l'alourdissement.

III).4. BOUCHONS DE COLMATANTS-PERTES

4.1 - Les pertes de circulation

Elles se manifestent par une baisse du niveau de boue dans les bassins, c'est-à-dire par un débit de boue à la sortie du puits inférieur au débit de pompage dans les tiges.

Si cela se produit, il y a lieu avant tout de vérifier que les pertes de boues ne proviennent pas d'une fausse manœuvre en surface :

- pertes aux tamis vibrants,
- vanne mal fermée,
- fuite d'un bassin, etc.

On distingue les PERTES PARTIELLES et les PERTES TOTALES. L'évaluation de celles ci se fera en dynamique et en statique.

Les pertes sont PARTIELLES lorsqu'une partie seulement du volume pompé dans le puits revient dans les bassins après passage dans le puits, celui-ci restant plein durant les arrêts de pompage.

Les pertes sont TOTALES lorsqu'il n'y a pas de retour à la goulotte, et que le puits se vide partiellement ou totalement durant les arrêts de pompage.

4.2 - Pertes partielles

Certaines pertes peuvent être attendues, notamment dans les forages de développement.

Dans ce cas, il est possible de prétraiter toute la boue du circuit avec 5 à 10 kg par m^3 de colmatants fins passant au travers des tamis, avant de pénétrer dans la zone à pertes présumées. Dans ce cas, prévoir la taille des colmatants en fonction des duses de l'outil afin de faciliter le passage des colmatants.

Dès qu'une perte partielle est constatée en forage :

Si la nature de la boue, son prix de revient, le stock de produits de fabrication sur le chantier, et la vitesse de fabrication permettent de maintenir un volume suffisant dans les bassins, il est presque toujours préférable de poursuivre le forage, car très fréquemment on assiste à un auto-colmatage de la formation par les déblais au fur et à mesure que l'outil s'éloigne de la zone à pertes.

Tout en fabriquant, ajouter dans la boue de circulation des colmatants fins ou moyens (suivant l'importance des pertes), de préférence par le mixer pour une meilleure dispersion dans la boue, sans risque d'obstruer les duses de l'outil. Il est conseillé d'utiliser, en les alternant, les produits granuleux, fibreux et lamellaires, lesquels forment une trame s'il s'agit de pertes par fissures ouvertes.

Dans la mesure du possible, il est préférable de ne pas «by-passer» les vibrateurs, pour les raisons suivantes :

• Les colmatants qui remontent sont ceux qui n'ont pas été retenus pour le colmatage en raison de leur calibre ou de leur nature. En observant ceux-ci, on se fait une idée plus précise des colmatants «utiles» dans le cas considéré.

• La surveillance géologique est particulièrement précieuse dans la traversée des zones à pertes : il est donc intéressant d'avoir des déblais à examiner.

• Le « by-pass » des vibrateurs provoque le retour des déblais dans les bassins, ce qui est à éviter (nettoyage ultérieur des bassins, passage des déblais dans les pompes).

Si la nature de la boue, son prix de revient, le stock des produits de fabrication sur le chantier, et la vitesse de fabrication ne permettent pas de maintenir un volume suffisant dans les bassins pour poursuivre le forage, voici ce que l'on peut proposer :

• Remonter l'outil au jour, et descendre tiges nues au droit des pertes.

• Fabriquer un petit volume de boue (le volume sera choisi en fonction de la hauteur qu'il représente au droit des pertes) contenant 200 kg/m^3 de colmatants de toutes natures, par exemple :

- 75 kg de colmatants fins des trois catégories (granuleux, fibreux, lamellaires),
- 75 kg de colmatants moyens des trois catégories,
- 50 kg de colmatants grossiers des trois catégories.

• Injecter avec les tiges le volume ainsi préparé et chasser avec un volume de boue correspondant au volume des tiges.

• Remonter les tiges au-dessus de la côte présumée des pertes et établir une circulation tout en surveillant les niveaux des bassins.

Si les niveaux sont stables, descendre un outil et forer. Sinon, répéter la dernière opération de colmatage ou mettre en oeuvre l'un des procédés dont on parlera plus loin.

Remarques :

- S'il s'agit de pertes de surface (moins de 500 m), où l'on a affaire à des terrains non consolidés, il est recommandé de conserver une densité aussi basse que possible, une viscosité et des gels élevés.
- S'il s'agit de pertes à profondeur moyenne ou élevée, on peut penser qu'il est préférable de ne pas abaisser la densité de la boue afin de ne pas modifier l'état d'équilibre de pression créé entre les zones forées et la colonne de boue (possibilité de présence d'argiles plastiques).

Dans certains cas on peut aussi penser qu'une boue fluide est souhaitée pour les raisons suivantes :

- pertes de charge plus faibles, donc moins de risques de craquage de la formation.
- meilleur entraînement des matériaux colmatants dans les zones à pertes.

4.3 - Pertes totales

Dès qu'une perte totale est observée en forage, voici ce que l'on peut entreprendre :

- Faire une évaluation en dynamique du débit des pertes.
- Arrêter de pomper dans les tiges pour ne pas perdre de boue inutilement.
- Dégager l'outil du fond aussi haut que possible.
- Observer si le puits est plein de boue, sinon essayer de le remplir par l'annulaire en mesurant aussi exactement que possible le volume pompé. En divisant ce volume par le volume du puits au mètre foré, évaluer approximativement le niveau statique de la boue.

Exemple de calcul :

- Profondeur de forage au moment des pertes : 1500 m
- Densité de la boue : 1,40
- Diamètre de forage : 12 1/4"
- Capacité au mètre foré en 12 1/4" = 76 litres/m
- Volume de boue pompée : 12000 litres

Niveau statique de la boue avant remplissage : $\frac{12000}{76} = 158\,\text{m}$

Hauteur de boue dans le puits : 1500 - 158 = 1 342 m

Pression hydrostatique exercée par 1,342 m de boue à d = 1.40 :

$$P_{hyd} = \frac{1342 * 1{,}40}{10} = 188\,\text{kgf/cm}^2$$

Cette pression de 188 kgf/cm^2 correspondant au maximum de pression compatible avec la suppression des pertes, si on la répartit sur une colonne de boue de 1,500 m (puits plein),

cela suppose une densité maximum «D» que l'on calcule en appliquant la même formule que précédemment :

$$P_{hyd} = \frac{ZD}{10} \Rightarrow D = \frac{10 * P_{hyd}}{Z} = \frac{10 * 188}{1\,500} = 1{,}25$$

P_{hyd} : pression max pour ne pas perdre

Z : profondeur verticale totale

D : densité à maintenir D = 1,25

Avec une densité de boue de 1,25, le puits restera normalement plein. La densité en circulation se situera entre 1,20 et 1,25 en tenant compte des pertes de charge dans l'annulaire. À ce moment, il sera peut-être possible de colmater les pertes par l'un des moyens étudiés précédemment (pertes partielles).

Si le puits ne se remplit pas :

Cela suppose qu'on a affaire à une fracturation, à des fissures très importantes de la formation, ou à une cave.

Voici les diverses possibilités qui restent :

- Forage à l'eau claire : cela suppose des formations assez bien connues pour leur stabilité, leur dureté, pas d'argiles plastiques, ni de risque d'éboulements, ni de venues de gaz ou d'huile.

L'eau étant sous quelques aspects le meilleur fluide de forage, beaucoup de compagnies, sur certains champs, adoptent systématiquement cette méthode dès qu'une perte totale se manifeste. Elle a l'avantage de ne pas faire perdre de temps au forage. La pose d'un casing avec cimentation (en perte) doit être décidée rapidement dès qu'une certaine profondeur a été forée au-dessous de ces pertes.

- Descente des tiges nues et injection au droit des pertes d'un bouchon de boue à 250 kg/m^3 de colmatants, suivi d'un bouchon de ciment.
- Fabrication et injection d'un BDO (Bentonite-diesel-oil) au droit des pertes, puis pose d'un bouchon de ciment.

Remarques :

Suivant les résultats obtenus, il peut être nécessaire de renouveler plusieurs fois ces opérations et de compléter le colmatage par l'introduction de colmatants plus ou moins grossiers dans tout le circuit boue.

4.4 - Les B.D.O. (Bentonite-Diesel-oil)

Le mélange bentonite-gas-oil forme instantanément, dès qu'il est en contact avec l'eau de formation ou l'eau de la boue, un composé plastique impompable capable d'obstruer des crevasses très importantes. Il est utilisé généralement comme préalable à l'injection d'un bouchon de ciment dont il sert de support.

Mode de fabrication et mise en place :

Il est préférable d'utiliser une unité de cimentation car il faut que tout le circuit soit rigoureusement privé d'eau.

a) Formulation d'un B.D.O.(à titre d'exemple)

- Bentonite 1 200 kg par mètre cube de gas-oil soit un volume final de 1 460 litres.
- Le choix du volume de B.D.O. sera fonction de la hauteur qu'il occupera dans l'espace annulaire.

b) Mise en place

- Pompage dans les tiges d'un bouchon de tête de gas-oil (son volume sera déterminé comme le volume du B.D.O.)
- Pompage ensuite du B.D.O.
- Pompage d'un bouchon de queue dont le volume sera déterminé comme le bouchon de tête.
- Déplacement de ce mélange avec de la boue à l'eau ou de l'eau jusqu'à ce que le B.D.O. arrive au bas des tiges, soit :
    - volume chasse = volume tiges - (vol. B.D.O. + vol. bouchon de queue)

- Fermeture des B.O.P.

On chasse le B.D.O. des tiges en pompant un volume au moins égal au volume B.D.O. et en même temps on pompe dans l'annulaire un débit de l'ordre du 1/4 du débit

PARTIE CALCUL

1- LES APPAREILLES DE MESURE

1-1) - VISCOSIMETRE MARSH

A)- Principe

C'est un appareil du type statique :

On mesure le temps en secondes que met une certaine quantité de boue pour s'écouler à travers l'ajutage de l'appareil qui n'est autre qu'un entonnoir normalisé.

La boue s'écoule dans un godet gradué.

(Figure VI-1 : *Viscosimètre MARSH*)

1-2)- DENSIMETRE

Analogue à celui de la balance romaine

(Figure VI-2 : *Densimètre*)

1-2).A - Mode d'emploi

- Remplir le godet de boue à mesurer.
- Mettre le couvercle et évacuer l'excès de boue qui sort par le trou central du couvercle prévu à cet effet.
- Nettoyer à l'eau et sécher en prenant soin de maintenir le trou du couvercle obstrué en permanence.
- Placer les couteaux du fléau dans le porte-couteau du socle.
- Déplacer le curseur jusqu'à obtenir l'horizontalité du fléau.

Cette horizontalité doit être contrôlée à l'aide du niveau à bulle situé au-dessus des couteaux.

- Lire la densité ou le poids volumique directement sur le bras du fléau, au droit de la position du curseur.

1-2).B - Etalonnage

- Remplir le godet d'eau pure.
- Placer le curseur sur la densité 1,00 ou le poids volumique correspondant à celui de l'eau pure.
- Si l'horizontalité n'est pas obtenue, ajuster en modifiant la tare prévue à cet effet à l'extrémité du bras du fléau.
- Cet étalonnage nécessaire n'est pas suffisant.
- Il est indispensable de renouveler l'opération précédente avec un liquide de densité connue **(contrôlée sur une balance au laboratoire par exemple)** d'une valeur égale ou supérieure à 1,50.

1-2).C - Avantages des densimètres

Ce sont des appareils de chantier robustes, permettant de mesurer des densités de 0,95 à 2,20.

1-2).D - Sources d'erreurs

- Coupe insuffisamment remplie.
- Boue émulsionnée avec de l'air ou micro-bullée.
- Les mesures ne doivent être exprimées qu'à la seconde.

La précision des densimètres ne permet pas d'annoncer une valeur précise.

1-2).E - Autre matériel de contrôle

Afin de minimiser les erreurs de mesures dues au " bullage " de la boue un densimètre pressurisé est normalisé par l'API pour les ciments.

Ce densimètre peut aussi être utilisé avec profit pour les boues.

Sa mise en oeuvre ne diffère de celle du densimètre classique que par la présence d'une pompe manuelle qui permet de comprimer le gaz dans la coupe.

Une attention toute particulière sera prise pour les mesures compte tenu de la fragilité et du coût de cette balance.

1.3)-MESURE DES NIVEAUX

(ET VOLUMES DE BOUE DANS LES BASSINS)

a. Intérêt des mesures

1. **Pour le chef de poste**

Les niveaux de la boue dans les bassins de circulation ou de réserve sont surveillés par le foreur pour les raisons suivantes:

- la valeur absolue des niveaux renseigne le chef de poste sur la disponibilité en boue et lui permet donc de déclencher à temps les transferts de boue de réserve, d'éviter ainsi le désamorçage des pompes de forages et d'avoir en surface de quoi remplir le puits en cas de manœuvre.
- en cours de forage, une variation du niveau des bassins actifs entraîne toujours une action ou même une alerte immédiate
  (c'est en effet la première preuve d'une instabilité des pressions dans le Trou).
- en particulier, en l'absence de bac de manœuvre, le remplissage du puits peut être suivi sur un des bassins de forage.
- les transferts entre bassins actifs et bassins de réserve ou de fabrication doivent être clairement identifiables sur les indicateurs pour ne pas déclencher d'alerte intempestive .
- en pratique, toute variation anormale du niveau des bassins doit d'abord amener à une vérification de l'installation de surface et à une recherche des anomalies éventuelles .

2. **Pour les responsables du puits**

Les responsables du puits, et en particulier le géologue, peuvent tirer des renseignements précieux des indications de niveaux.

Suivant le type de perméabilité des réservoirs **(perméabilité matricielle ou perméabilité de fissures),** il peut se manifester des pertes partielles souvent instables, dont il faudra tenir compte lors de l'interprétation ultérieure des tests et des logs électriques

(évaluation des zones envahies).

Les modifications de circuit et les manipulations sur le volume en circulation **(ajout de boue neuve, mise en service de bassins différents, etc ...)** entraînent des variations des mesures effectuées sur la boue :

température surtout, mais aussi conductivité, fond gazeux dans certains cas.

Ces variations ne peuvent être expliquées que si les informations sur les différents niveaux sont claires et complètes.

Pour faciliter l'exploitation ultérieure, l'enregistrement des niveaux des bassins doit être "habillé" en notant avec le plus grand soin toutes ces modifications ou manipulations.

A noter que l'absence de variation peut être quelquefois un "faux calme", lorsque plusieurs facteurs jouent en sens inverse et annulent leurs effets.

b. Variation des mesures

Les variations de niveaux peuvent avoir des causes très diverses.

1. **Causes de surface**

L'ajout de boue de réserve, les dilutions, l'incorporation de produit au mixer **(baryte en particulier)** donne des augmentations lentes de niveaux.

La mise en route d'un appareil **(dégazeur, hydrocyclones,)** entraîne une chute nette du niveau, puis une reprise du niveau initial lors de l'arrêt de l'appareil.

Une modification importante des conditions d'écoulement **(débit, viscosité, densité)** donne une oscillation autour de la valeur moyenne.

L'utilisation continue des appareils de séparation mécanique des solides **(vibrateurs, hydrocyclones, centrifugeuses)** provoque une perte régulière en surface.

A signaler également les pertes accidentelles, aux ajouts de tige en particulier.

2. **Causes de fond**

Les instabilités de pression dans les réservoirs peuvent entraîner des pertes ou des gains très variables suivant la perméabilité et la différence de pression.

L'élimination en surface d'une partie des solides correspondant au volume foré équivaut à une perte liée à la vitesse d'avancement.

De même, le cavage du puits se traduira par une perte apparente, en général difficile à apprécier, car elle se manifeste très lentement.

La remontée d'un bouchon de gaz donne, en général, une augmentation du volume de surface due à la détente du gaz.

Cependant, une chute rapide du niveau peut être constatée lorsque le gaz arrive dans un changement de section de l'annulaire

2) - La composition de la boue utilisée pour le forage des différentes phases

La phase 26" : (0 - 488m)

- **Type de boue**

La section 26" est prévue d'être forée avec une boue à base d'eau, bentonitique de démarrage de type drill water / PHB spud mud à gel élevé et de densité la plus basse possible (<1.08 SG).

- **But du choix**

La boue bentonitique présente les avantages suivants :

- S'infiltre entre les grains de sable et forme un cake interne provoquant la solidification des parois de trou dont le but est de minimiser les pertes ;
- Faible pression hydrostatique et bonnes caractéristiques rhéologiques, ce qui donne respectivement moins de perte et bon nettoyage du trou ;
- Coût négligeable environ 400 DA pour le m^3.

Formulation de la boue (tableau VI-1)

Bentonite (ocma)	70-100 kg/m^3
Sode caustique (NaOH)	1.5 kg/m^3
Carbonates de sodium (Na_2CO_3)	± 0.7 kg/m^3 (à maintenir < 400 mg)
Polysal	5 kg/m^3 (à la fin de l'intervalle)

Propriétés de la boue (tableau VI-2)

Densité	< 1.08 SG (avant d'atteindre les tamis)
Viscosité fann	60 à 80 sec/qt
YP	40-60 lbs/100ft^2
Gels 10 sec/10min	20 / 40 lbs/100 ft^2
Filtrat API	± 30cc's et < à 20cc's au-dessous de tubage
pH	9.5-10

La phase 16" : (488 - 2391m)

- **Type de Boue :** relaxed versadril 70/30 (OBM)

La boue est de type émulsionné inverse à filtrat relâché.

- **But du choix**

Vu les problèmes rencontrés lors du forage de cette phase :

- Coincement ;
- Venue ;
- Argile gonflante.

La boue émulsionnée inverse convient bien.

Formulation de la boue (tableau VI-3)

Gaz oil	0.59 m^3
Eau	0.25 m^3
Versaquat (émulsifiant)	11.40 kg/m^3
Versawet (émulsifiant)	8.50 kg/m^3
VG-69	10 kg/m^3
Chaux	20 kg/m^3
NaCl	85.5 kg/m^3
Barite	353 kg/m^3

Propriétés de la boue (tableau VI-4)

Densité	1.20 à 1.25 SG (à la tête de l'Albien)
Viscosité fann	50 à 55 sec/qt
YP à 150° F	16 – 22 lbs/100 ft^2
Low shear rate à 150° F	8 – 13
Gel initial	12 – 16 lbs/100 ft^2
HT- HP à 250°F et 500 psi	> 10 cc's
Stabilité électrique	> 400 Volts
% NaCl dans l'eau	26 %
Alcalinité (POM)	2 - 2.2 cc's à 0.1N H_2 SO_4
% LGS en volume	< 5 %
H/E	70/30 à 80/20 (à la fin de l'intervalle)

La phase $12^{1/4}$": (2391 - 3238m)

- **Type de Boue :** relaxed versadril 80/20 (OBM)
- **But du choix**

Vu que le **KOP** se déclenche dans cette phase, la boue doit assurer :

- Une bonne lubrification et la déposition d'un cake mince et résistant ;
- Une bonne stabilité des parois ;
- Un bon nettoyage de trou.

Formulation de la boue (tableau VI-5)

Gaz oil	0.52m^3
Eau	0.13 m^3
Versaquat (émulsifiant)	11.40 kg/m^3
Versawet (émulsifiant)	8.55 kg/m^3
VG-69	4 kg/m^3
Chaux	9.25 kg/m^3
NaCl	40.00 kg/m^3
Barite	1220kg/m^3

Propriétés de la boue (tableau VI-6)

Densité	1.9 - 2.02 SG
Viscosité fann	50 à 55 sec/qt
YP à 150° F	17 – 20 lbs/100 ft^2
Low shear rate 150° F	8 – 13
Gel initial	12 – 16 lbs/100 ft^2
HT- HP à 250°F et 500 psi	> 10 cc's
Stabilité électrique	> 1000 Volts
% NaCl dans l'eau	26 %
Alcalinité (POM)	2 - 2.2 cc's à 0.1N H_2 SO_4
% LGS en volume	< 5 %
H/E	80/20 – 85/15 (à la fin de l'intervalle)

La phase $8^{3/8}$" : (3238 – 3376 m)

- **Type de Boue :** relaxed versadril 85/15 (OBM)
- **But du choix**

Le même but que la phase précédente sauf la diminution du % de LGS afin d'éviter le colmatage du réservoir.

Formulation de la boue (tableau VI-7)

Gaz oil	0.69m^3
Eau	0.11 m^3
Versaquat (émulsifiant)	11.40 kg/m^3
Versawet (émulsifiant)	8.55 kg/m^3
VG-69	17.10 kg/m^3
Chaux	9.25 kg/m^3
NaCl	25.56 kg/m^3
Barite	736 kg/m^3

Propriétés de la boue (tableau VI-8)

Densité	1.45 SG
Viscosité fann	55 sec/qt
YP à 150° F	15 – 18 $lbs/100\ ft^2$
Low shear rate 150° F	8 – 12
Gel initial	12 – 16 $lbs/100\ ft^2$
HT- HP à 250°F et 500 psi	> 10 cc's
Stabilité électrique	> 1000 Volts
% NaCl dans l'eau	26 %
Alcalinité (POM)	2 - 2.2 cc's à 0.1N $H_2\ SO_4$
% LGS en volume	< 5 %
H/E	85/15 à 90/10

La phase 6": (3376 - 4490m)

- **Type de Boue :** conventional versadril 95/5 (OBD)
- **But du choix**

➢ Une bonne lubrification et la déposition d'un cake mince et résistant ;

➢ Une bonne stabilité des parois ;

- Un bon nettoyage de trou.

Formulation de la boue (tableau VI-9)

Gaz oil	0.91 m^3
Eau	0.05 m^3
Versaquat (émulsifiant)	7.12 kg/m^3
Versamul (émulsifiant)	11.40 kg/m^3
VG-69	22.80 kg/m^3
Chaux	22.80 kg/m^3
NaCl	15.70 kg/m^3
Versatrol	17.10 kg/m^3

Propriétés de la boue (tableau VI-10)

Densité	0. 88 SG ou plus
Viscosité fann	40 – 45 sec/qt
YP à 150° F	12 – 16 $lbs/100\ ft^2$
Low shear rate 150° F	8 – 12
HT- HP à 300°F et 500 psi	> 5 cc's
Stabilité électrique	> 1000 Volts
% NaCl en volume dans l'eau	26 %
Alcalinité (POM)	1 - 2 cc's à 0.1N $H_2\ SO_4$
% LGS en volume	< 4 %
H/E	95/5

3) - Calcul du volume de boue pour une phase

Il est calculé par la formule suivante :

Volume de boue = Volume de trou + Volume surface + Volume de réserve.

a. Volume du trou : V_{tr} (m^3)

$V_{tr} = Л/4 * D^2_{tr\,1} * H_{tr} * K$

D : Diamètre de trou (m)

H : Profondeur de trou (m)

K : Coefficient de cavirnosité (trou ouvert) 1.25 < K < 1.5

b. Volume de la surface (m^3)

C'est le volume de boue de toute l'installation de surface (flexible, colonne montante, etc…).

c. Volume de réserve V_{res} (m^3)

Lors du calcule du volume de boue, on doit tenir compte des pertes de boue (pertes partielles ou totales).

$V_{rés} = V_{tr}$: dans la 1ére phase à cause des pertes de boue importantes (partielles ou totales)

$V_{rés} = V_{tr}/2$: dans le cas où il n'y aurait pas de pertes.

5.4.1. Calcul du volume de boue pour la phase 26" (0 – 488 m

$V_{tr1} = Л/4 * D^2_{tr\,1} * Htr1 * K$

$D_{tr1} = 26" = 0.6604$ m

$H_{tr1} = 488$ m

K = 1.25

$$V_s = V_{dec} + V_{cir} + V_{gol}$$

$$V_{tr1} = 208.84\ m^3$$

V_{dec} : volume de décantation = 45 m^3

V_{cir} : volume de circuit = 42 m^3

V_{gol} : volume de la goulotte = 4 m^3

$V_s = 91\ m^3$

$V_{rés} = V_{tr1}$ => perte totale

$$V_{T1} = V_{tr1} + V_{res} + V_s$$

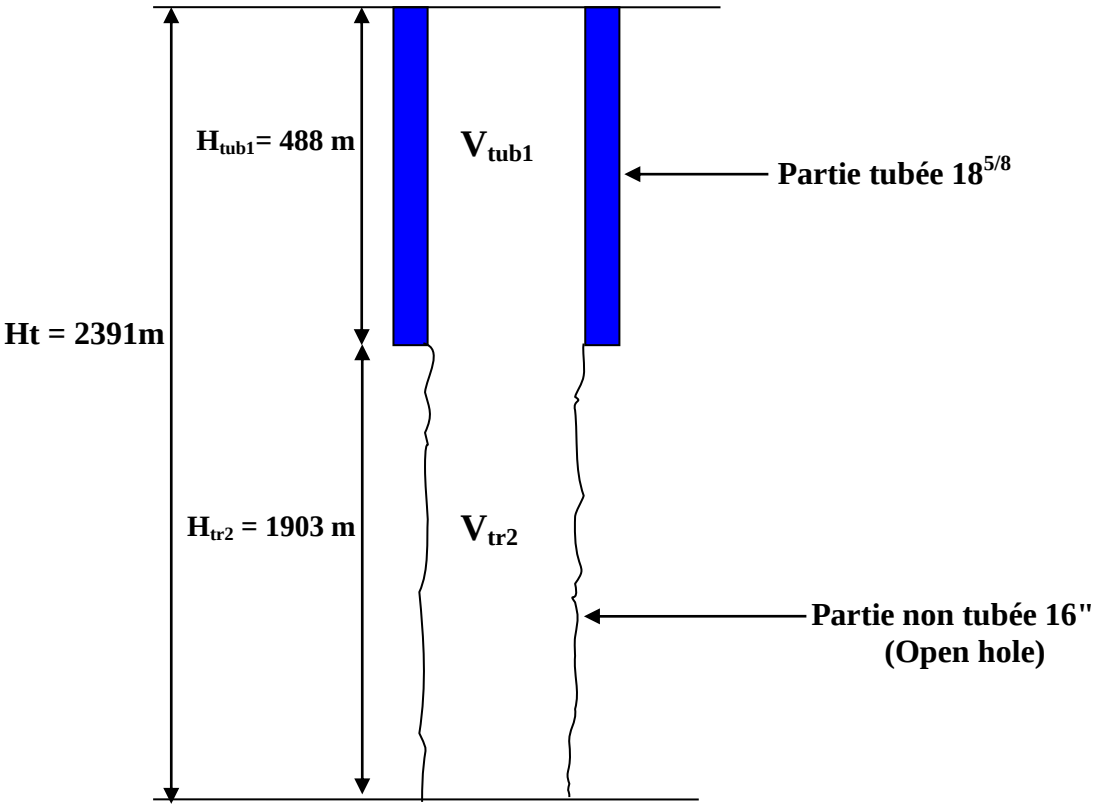
$$V_{T1} = 2\ V_{tr1} + V_s$$

$$V_{T1} = 508.68\ m^3$$

5.4.2. Calcule du volume de boue pour la phase 16" (488 – 2391 m)

$Vtr_{T2} = V_{tub1} + V_{tr2}$

$V_{tub1} = Л/4 * D^2_{tub1}$



(FigureVI-3 : *puit forée*)

$Vtr_{T2} = V_{tub1} + V_{tr2}$

$D_{tub1} = 18^{5/8}" = 0.473$ m

$H_{tub1} = 488$ m

$$V_{tub1} = 85.70\ m^3$$

$V_{tr2} = Л/4 * D^2_{tr\,2} * H_{tr2} * K$

$D_{tr2} = 16" = 0.4064$ m

$H_{tr2} = 1903$ m

$$V_{tr2} = 308.41\ m^3$$

$$V_{trT2} = 394.11\ m^3$$

$$V_{rés} = 1/2\ V_{trT2}$$

$$V_{T2} = V_{trT2} + V_{res} + V_s$$

$$V_{T2} = 3/2\ V_{trT2} + V_s$$

$V_s = 91\ m^3$

$$V_{T2} = 682.16\ m^3$$

5.4.3. Calcul du volume de boue pour La phase $12^{1/4}$" (2391 – 3238 m)

$$Vtr_{T3} = V_{tub2} + V_{tr3}$$

$$V_{tub2} = Л/4 * D^2_{tub2} * H_{tub2}$$

$D_{tub2} = 13^{3/8}$" = 0.3397 m

$H_{tub2} = 2391$ m

$$V_{tub2} = 216.59\ m^3$$

$$V_{tr3} = Л/4 * D^2_{tr\ 3} * H_{tr3} * K$$

$D_{tr3} = 12^{1/4}$" = 0.311 m

$H_{tr3} = 847$ m

$$V_{tr3} = 80.39\ m^3$$

$$V_{trT3} = 296.98\ m^3$$

$$V_{rés} = 1/2\ V_{trT3}$$

$V_s = 91\ m^3$

$$V_{T3} = V_{trT3} + V_{res} + V_s$$

$$V_{T3} = 3/2\ V_{trT3} + V_s$$

$$V_{T3} = 536.47\ m^3$$

5.4.4. Calcul du volume de boue pour La phase $8^{3/8}$ (3238 – 3376 m)

$$Vtr_{T4} = V_{tub3} + V_{tr4}$$

$$V_{tub3} = Л/4 * D^2_{tub3} * H_{tub3}$$

$D_{tub3} = 9^{5/8} = 0.2444$ m

$H_{tub3} = 3238$ m

$$V_{tub3} = 151.83 \text{ m}^3$$

$$V_{tr4} = Л/4 * D^2_{tr\,4} * H_{tr4} * K$$

$D_{tr4} = 8^{3/8"} = 0.2127$ m

$H_{tr4} = 138$ m

$$V_{tr4} = 6.13 \text{ m}^3$$

$$V_{rés} = 1/2\ V_{trT4}$$

$$V_{T4} = V_{trT4} + V_{res} + V_s$$

$$V_{T4} = 3/2\ V_{trT4} + V_s$$

$V_s = 91 \text{ m}^3$

$$V_{T4} = 327.94 \text{ m}^3$$

5.4.5. Calcul du volume de boue pour La phase 6" (3376 – 4490)

$$V_{trT5} = V_{tub4} + V'_{tub3} + V_{tr5}$$

$$V_{tub4} = Л/4 * D^2_{tub4} * H_{tub4}$$

$D_{tub4} = 7" = 0.1778$ m

$H_{tub4} = 3376 – 2590$ (top liner)

$H_{tub4} = 786$ m

$$V_{tub4} = 19.5 \text{ m}^3$$

$$V_{trT4} = 157.96 \text{ m}^3$$

$V'_{tub3} = Л/4 * D^2_{tub3} * H'_{tub3}$

$D_{tub3} = 9^{5/8"} = 0.2444$ m

H'_{tub3} = 2590 (top liner)

$$V'_{tub3} = 121.44\ m^3$$

$V_{tr5} = Л/4 * D^2_{tr\,5} * H_{tr5} * K$

D_{tr5} = 6" = 0.1524 m

H_{tr5} = 1114 m

$$V_{tr5} = 25.39\ m^3$$

$$V_{trT5} = 166.33\ m^3$$

$$V_{T5} = V_{trT5} + V_S + V_{res}$$

$$V_{res} = 1/2\ V_{trT5}$$

$$V_S = 91\ m^3$$

$$V_{T5} = 340.50\ m^3$$

Conclusion

Après avoir passé en revue les différentes rôles de boue, il apparaît nécessaire de connaître le model d'écoulement et les caractéristiques physique de boue. C'est pourquoi nous insistons sur les mesures de la boue à l'aide des différentes appareilles de mesure.

Grâce à ces résultats, nous pouvons voir que tout le type de besoin spécifique des fluides de forage et de modifier les propriétés du changement au sol des propriétés des fluides de forage afin de produire des résultats économiques. Le calcul de volume est aussi le devoir de connaître le montant à être utilisé pour le processus de forage.

CONCLUSION

Nous pouvons déduire de tout cela, c'est que les fluides de forage sont des éléments primordiaux dans le processus de forage pétrolier et les caractéristiques petro-physiques des formations géologiques. Nous devons changer les propriétés des fluides de forage et d'atteindre les résultats économiques et nous devons tenir compte du type et du volume de liquide nécessaire pour ce processus (Formulation de fluide et endommagement).

Notre objectif était de corréler les résultats globaux obtenus par la formulation complète avec l'endommagement induit par les additifs seuls. Sur la base de nombreuses études réalisées, que ce soit sur des roches modèles (grès de Berea) ou sur des roches réelles, l'étude du colmatage induit par la formulation complète des fluides ne permet pas de déceler de différences importantes de filtration et d'endommagement. Cependant, la synthèse des résultats obtenus montre une différence des effets d'un additif à l'autre, et le fluide complet donne généralement des pourcentages d'endommagement plus faibles comparativement aux additifs seuls. Les aspects physico-chimiques développés permettent de dégager l'influence de la composition chimique, de la charge des émulsifiants, de la nature et de la granulométrie des agents viscosifiants (argiles organophiles) et des réducteurs de filtrat. Globalement, les fluides OBM sont moins endommageant que les WBM, et l'optimisation de la dimension des solides présents dans la formulation permet la réduction de cet endommagement.

La modélisation pour prévoir l'endommagement montre que le cake formé permet de réduire cet endommagement : l'augmentation de son épaisseur en fonction du temps confirme en effet la réduction de l'invasion de la roche. Les courbes d'invasion obtenues par le modèle donnent un aperçu sur la vitesse d'infiltration et sur la tendance au changement de la saturation de la roche par le fluide. L'allure des figures de variation de l'épaisseur du cake en fonction du temps à perméabilité fixe confirme cette tendance déjà obtenue par d'autres travaux.

Bibliographie

[1] D.ABID,
« Etude de synthèse sur les fluides de forage », Rapport N°419/94,
CRD, Boumerdès, 1995.
[2] C.GARCIA, P.PARIGO,
« Boue de forage », Institut Français du pétrole (I.F.P), Edition Technip, 1968.
[3] G.DE LAMBALLERIE,
« Boue à base d'huile », Collection colloque et séminaires, VOL.9, pp 71, I.F.P, Edition Technip, 1968.
I.D.F Product, Data Manual, 1988
[4] H .MORSLI,
« AIR DRILLING», Eighth Arab Petrolium Congres, Alger, 1972.
[5] SNEA (P),
Département Forage, « Le Forage à l'air», 1979.
Chambre Syndicale de la recherche et de la production du pétrole et du gaz naturel,
« Manuel pratique des fluides de forage », Edition Technip, 1969.
[6] J.P N'GUYEN,
« Le forage », I.F.P, Edition Technip, 1993.
[7] FONTANILLE, Y.GANNOU,
« Chimie et physico-chimie des polymères », Editions Dunod, Paris, 2002.
[8] M.MARTIN,
« Caractéristiques physico-chimiques des boues de forage », Collection colloques et séminaires, VOL.9, pp 23, I.F.P, Editions Technip, Paris, 1968.
[9] G.RICARD,
« Introduction à la technique des boues de forage », Fascicule 1, I.F.P, Editions Technip, Paris, 1985.
[10] G.COUARRAZE et J.L.GROSSIORD,
« Initiation à la rhéologie », Laboratoire de Physique Pharmaceutique Centre de Châtenay-Malabry, Université de Paris XI, 3ème Editions Technique et Documentation, 2000.
[11] G.W.S.BLAIR,
« Elementary rheology », Academic Press London and New York. 1969.
[12] V.RANALD, GILES,
« M00écanique des fluides et hydraulique », série Schaum, 1992.